

# Sector eléctrico, pelados

Por Jonathan Viera  
Colaboración de Henry Chávez

*El Ecuador está acostumbrado a que durante los últimos meses de cada año, los padecimientos del sector eléctrico se intensifiquen, siendo el principal detonante el estiaje en la zona del Paute.*

*Por el momento, el fantasma de los apagones se ha alejado, gracias al bombardeo de nubes en Paute, a la contratación de la barcaza Victoria Two, al reingreso de Electroesmeraldas y a la contratación de energía desde Colombia.*

*No obstante, el problema va más allá, pues las recurrentes crisis de energía eléctrica, además de desencadenar dificultades en otros sectores, evidencian un serio enredo estructural.*

*¿Cuál es el circuito de dichas crisis? Un elemento es la falta de una política tarifaria coherente, pues el valor que se cobra al usuario por el consumo del kilovatio-hora es menor que los costos reales de producción, transmisión y distribución juntos. Por esta razón, todas las empresas del sector han debido afrontar serios problemas financieros. Y es que las*

# con los cables

*empresas distribuidoras, al contar con una recaudación deficitaria, no pagan a sus principales proveedores: las generadoras.*

*Pero no solo se trata de un problema de déficit tarifario, pues las abismales pérdidas y deudas que registran las distribuidoras evidencian que en muchas de estas empresas existen más problemas: mala recaudación, pésima administración, politización, injerencia de los sindicatos, exceso de trabajadores, contratos colectivos onerosos (y ofensivos para un país con 56% de pobreza), entre otros.*

*Las siguientes en el efecto dominó son las generadoras, que al no tener recursos suficientes porque las distribuidoras no les pagan, no invierten en el incremento de su capacidad de generación, ni les pagan a sus proveedores, el principal de los cuales, en el caso de las generadoras térmicas, es Petrocomercial.*

*Al final las consecuencias son nefastas y generan grandes pérdidas para el país. Esta situación se presenta desde hace diez años, cuando se realizaron los primeros racionamientos y se formularon las mismas críticas que se siguen haciendo en la actualidad.*

*GESTIÓN presenta una radiografía del sector eléctrico y analiza a cada uno de los actores que interactúan en este 'cortocircuito', sin dejar de lado las políticas y soluciones que se están aplicando para sacarlo a flote, como es el caso de la privatización de las empresas distribuidoras, que, según los especialistas, es la única salida para que en el futuro no se presenten más crisis.*

*Pero incluso en la que parece ser la solución a mediano plazo, la subasta de las distribuidoras, se ha presentado un entuerto legal. El Tribunal Constitucional ha fallado en contra de un artículo de la ley de creación del Fondo de Solidaridad (FS), propietario mayoritario de las distribuidoras. Para unos, especialmente los movimientos sociales y sindicatos, esto impide la venta; para otros, el fallo significa la inconstitucionalidad de vender más allá del 51% del paquete accionario del FS, pero no impide de la programada subasta.*

## **Distribuidoras: tarifas deficitarias y mala administración incrementan las deudas**



**L**as empresas distribuidoras son concesionarias que se dedican a la prestación del servicio público de distribución y comercialización de energía eléctrica. En el lenguaje diario se les denomina “empresas eléctricas”. Las empresas distribuidoras se desempeñan bajo un régimen de **exclusividad regulada**. En este esquema, cada una de ellas está autorizada a ser el único oferente del servicio de comercialización de energía eléctrica en el área geográfica concesionada.

Veinte empresas distribuyen la energía eléctrica en el Ecuador, operando cada una en un área geográfica de concesión exclusiva. Las áreas definidas no coinciden con divisiones provinciales o cantonales sino con la cobertura de redes existentes y la facilidad de prestar el servicio a los habitantes.

El 16% del territorio ecuatoriano (256.370 Km<sup>2</sup>) se encuentra concesionado a la Empresa Eléctrica Ambato, la de mayor radio de acción. Le siguen las empresas Sucumbíos (15%), Centro Sur (11%), Sur (9%), Manabí (7%), Esmeraldas (6%) y Quito (6%) (Cuadro 1).

Cuadro 1

## Empresas de distribución eléctrica según áreas de concesión (año 2000)

Empresa eléctrica	Centro de operaciones	Provincias incluidas total o parcialmente	Área de concesión (Km <sup>2</sup> )
Ambato	Ambato	Tungurahua, Pastaza, Napo, Morona Santiago	40.805
Azogues	Azogues	Cañar	1.187
Bolívar	Guaranda	Bolívar	3.997
Centro Sur	Cuenca	Azuay, Cañar, Morona Santiago	28.962
Cotopaxi	Latacunga	Cotopaxi	5.556
El Oro	Machala	El Oro, Azuay	6.745
Emelec*	Guayaquil	Guayas	1.399
Esmeraldas	Esmeraldas	Esmeraldas	15.366
Galápagos	San Cristóbal	Galápagos	7.942
Guayas-Los Ríos**	Guayaquil	Guayas, Los Ríos, Manabí, Cotopaxi, Azuay	10.511
Los Ríos	Babahoyo	Los Ríos	4.059
Manabí	Manta	Manabí	16.865
Milagro	Milagro	Guayas, Cañar, Los Ríos, Chimborazo	6.175
Norte	Ibarra	Carchi, Imbabura, Pichin., Esmeraldas, Sucumbíos	11.979
Quito	Quito	Pichincha, Napo	14.971
Riobamba	Riobamba	Chimborazo	5.940
Sta. Elena	La Libertad	Guayas	6.774
Sto. Domingo	Santo Domingo	Pichincha, Esmeraldas, Manabí	6.574
Sucumbíos	Nueva Loja	Sucumbíos, Napo, Francisco de Orellana	37.842
Sur	Loja	Loja, Zamora Chinchipe, Morona Santiago	22.721
<b>Total</b>			<b>256.370</b>

\* Empresa Eléctrica del Ecuador.

\*\* EMELGUR.

Fuente: Consejo Nacional de Electricidad (CONELEC).

Cuadro 2

## Deudas de las empresas de distribución en el MEM Facturaciones del período abril 1999 – junio 2001 Valores actualizados a agosto del 2001

(en millones de dólares)

Distribuidora	Valor total a pagar	Valor pagado	Saldo	% adeudado
Emelec	245,7	40,2	205,5	84%
Quito	107,8	64,9	42,9	40%
EMELGUR	71,5	15,7	55,8	78%
Manabí	40,0	4,6	35,5	89%
El Oro	22,8	3,1	19,6	86%
Milagro	17,9	4,3	13,6	76%
Ambato	16,7	10,7	6,0	36%
Norte	16,4	9,0	7,4	45%
Centro Sur	14,7	7,5	7,2	49%
Esmeraldas	14,4	2,6	11,9	82%
Sto. Domingo	13,3	5,6	7,8	58%
Sta. Elena	12,9	4,8	8,1	63%
Los Ríos	10,5	0,7	9,8	93%
Cotopaxi	8,5	5,2	3,3	39%
Riobamba	6,6	3,8	2,8	42%
Sur 6,2	1,9	4,4	70%	
Azogues	2,7	1,4	1,3	49%
Bolívar	2,4	0,3	2,1	86%
Otras*	1,0	1,0	0,0	3%
<b>Total</b>	<b>632,0</b>	<b>187,0</b>	<b>445,0</b>	<b>70%</b>

\* Grandes consumidores de electricidad.

Fuente: CONELEC.

A excepción de EMELEC, que es la única distribuidora privada y actualmente tiene una administración temporal estatal, las distribuidoras de energía eléctrica están constituidas como sociedades anónimas cuyos accionistas incluyen al Fondo de Solidaridad (59,3% de aporte en promedio), los municipios (21,3%), consejos provinciales (18,3%) y otras entidades públicas (1,1%). Exceptuando las eléctricas Azogues y Riobamba, la participación del Fondo de Solidaridad es mayoritaria. Se identifica un capital privado mínimo en pocas empresas, como la Eléctrica Quito, que registra una participación reducida de las Cámaras de la Producción.

Emelec opera actualmente bajo la administración temporal del Conelec. El proceso de re-concesión de su servicio de distribución eléctrica para Guayaquil se encuentra en la fase de “valoración del negocio”, que al concluirse máximo en este mes, daría paso a la convocatoria a licitación y a la posterior selección del concesionario.

La cobertura del servicio eléctrico en el Ecuador alcanza los 2,4 millones de abonados (87% residenciales, 10% comerciales, 1% industriales y 2% otros). De ellos, 22% pertenece al área de concesión de la Empresa Eléctrica Quito (514 mil abonados), 15% a la de Emelec (336 mil abonados), 8% a Centro Sur (208 mil abonados) y 7% a Manabí (164 mil abonados).

### • El déficit tarifario

Los problemas tarifarios del sector radican en que las empresas distribuidoras reciben directamente las recaudaciones y retienen la parte que les corresponde a pesar de que la tarifa es deficitaria y se ubica en el 65% del valor objetivo, dejando el saldo a los otros dos actores: generadoras y transmisora.

Para solucionar el déficit tarifario, el Conelec aprobó en mayo del 2000 la aplicación de un proceso de “escalamiento” o ajuste mensual gradual de la tarifa eléctrica hacia su valor “objetivo” (entendido como aquel que permite cubrir los costos) (Res. 0087/00, may-00).

En el mencionado mes, la tarifa media nacional vigente fue de 2,47 ctvs. US\$ / KWh, mientras que la tarifa objetivo se calculó en 8,24 ctvs. US\$ / KWh. A fin de alcanzar el precio real, la tarifa para junio del 2000 se estableció en 4,27 ctvs. US\$ / KWh (+72% respecto a mayo) y se programó un ajuste mensual de +4% hasta junio del 2002.

En octubre, el Conelec decidió una nueva tarifa real de 9,48 ctvs. US\$ / KWh.

Con el 4% mensual de incremento, la tarifa actual está en 7,19 ctvs. US\$ / KWh. Para llegar al objetivo le faltan 2,29 ctvs US\$, que equivale a un aumento de 31,85%; por lo que, si se toma en cuenta que el alza será hasta diciembre del 2002, el incremento efectivo mensual será de 2,12%.

El sector industrial ya había llegado a la tarifa de 8,24 ctvs. US\$ / KWh, por lo que con un incremento de 4% mensual, en dos meses más, a partir de octubre, este sector llegará a la tarifa de 9,48 ctvs. US\$ / KWh. Cuando lleguen a la nueva tarifa real ese valor se congela para cuatro años.

En cambio, para el sector residencial la situación es distinta. Para los consumidores de hasta 300 KWh en la Sierra y hasta 400 Kwh en la Costa aún existe un subsidio indirecto. Para ellos el aumento del 4% sigue. Aproximadamente un 60% de los abonados todavía tiene subsidio; en cambio el 40% ya llegó a la tarifa real anterior (8,24 ctvs. US\$ / KWh).

Hay que tomar en cuenta que la tarifa real es un promedio y que cada sector tiene su propio precio.

• **Las abismales deudas**

Es evidente que la cultura de no pago de las distribuidoras a las generadoras ha conducido a una situación financiera delicada en la generación, pues se ha acumulado una cartera de las distribuidoras que bordea los US\$ 450 millones en el período de abril de 1999 a agosto de 2001. Esto implica que hasta el octavo mes del año en curso, las distribuidoras cancelaron apenas el 30% de los US\$ 694 millones

adeudados a las empresas de generación y transmisión por la producción y transporte de electricidad en dos años (abril 1999 a junio 2001) (Cuadro 2).

Los distribuidores más morosos en términos porcentuales son Los Ríos (93% del valor facturado), Manabí (89%), El Oro (86%), Bolívar (86%) y EMELEC (84%). Para solucionar el problema de endeudamiento de las distribuidoras con las generadoras y así mantener el interés de los inversionistas por el sector eléctrico, el Ministerio de Economía está implementando un mecanismo de “neteo” de deudas. Consiste en compensar la deuda de las empresas de distribución respecto a las de generación con la deuda de las generadoras con el Estado ecuatoriano por el endeudamiento externo original del Inelec.

El Gobierno ha emitido el decreto 1311 que señala que el Estado “asume la obligación de pagar la diferencia de ingresos generada por el déficit tarifario”.

Con esta medida, el peso de la deuda de los distribuidores sería mínimo en el momento de la incorporación del socio estratégico.

• **Pésimas administraciones**

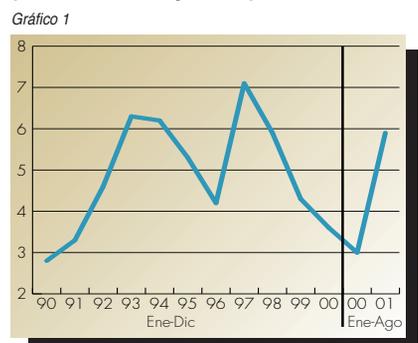
Si bien el déficit tarifario incide en la incapacidad de las empresas de distribución de honrar sus obligaciones con las generadoras, las deudas de las distribuidoras son excesivamente altas, pues al tiempo que no cobran el 35% tarifario real, no pagan cerca del 70% de los costos de generación.

Es fácil determinar dónde está la brecha, pues la pésima administración, las malas recaudaciones y los contratos colectivos de las distribuidoras saltan a la vista al momento de investigar el tema.

De los contratos colectivos a los que GESTIÓN tuvo acceso, se pueden rescatar decenas de subsidios y beneficios, que confirman la complicidad de una estructura decadente. Entre las cláusulas que más asombran están:

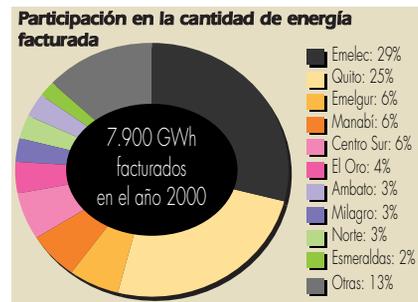
- Descuentos del 85% en las tarifas de luz para los empleados.
- Imposibilidad de despido por encarcelamiento.

**Ecuador: evolución del precio medio de la energía eléctrica (centavos de dólar por Kwh)**



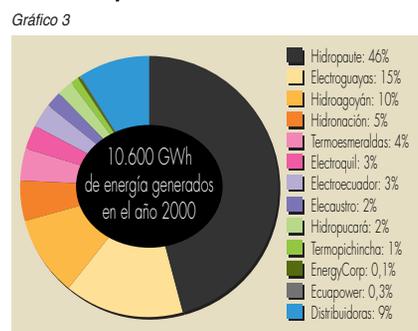
Fuente: Conelec.

**Energía eléctrica facturada según empresas distribuidoras (en dólares)**



Fuente: Conelec.

**Ecuador: energía total generada según empresas (participación en la energía bruta producida en el año 2000)**



Fuente: Conelec.

- Obligatoriedad de que los acuerdos laborales se mantengan en el caso de que las entidades sean vendidas.
- A los trabajadores que cumplen 25 años de antigüedad se les entrega dos salarios básicos y un anillo de oro o una pulsera de oro.
- Estabilidad laboral de hasta ocho años.
- Viáticos y permiso remunerado a los miembros del sindicato que viajan a reuniones deportivas de la empresa.
- Derecho a un período de 20 días ininterrumpidos de vacaciones, a más de los días adicionales señalados en el Código del Trabajo.
- En caso de fallecimientos de abuelos, nietos o parientes hasta el segundo grado de afinidad, el trabajador tendrá un permiso remunerado de cinco días.
- Vehículo con chofer para la movilización de los miembros del sindicato.

La casi imposibilidad de despedir a un empleado ha hecho que el número de trabajadores de las empresas distribuidoras sea excesivamente alto. Para determinar la eficiencia del personal en estas empresas se toma en cuenta la razón 'promedio anual de abonados / número de trabajadores', que indica cuántos abonados tiene una empresa por cada trabajador. El nivel normal de este indicador en Latinoamérica es de 2.500 abonados/trabajador. En promedio, las empresas del FS tienen 337 abon./trab., es decir que todas son mucho menos eficientes que la media latinoamericana.

La empresa con el índice más bajo es Sucumbíos (132), seguida por Emelgur (221), Bolívar (231), Los Ríos (265), Sur (283), Santa Elena (288), Norte (305), Esmeraldas (315), Milagro (338), El Oro (339), Riobamba (383), Manabí (391), Santo Domingo (403), Quito (441), Cotopaxi (457), Centro Sur (469) y Ambato (476). Sobran los comentarios.

• **Malas recaudaciones**

Otra muestra del descalabro administrativo es el nivel de recaudación. Durante el primer semestre del 2001, los ingresos totales de las empresas distribui-

doras sumaron cerca de US\$ 192,8 millones. Los rubros de este valor provienen de recaudaciones por generación propia (5,8%), otros ingresos por operación (4,5%), ingresos para inversiones (3,1%), ingresos ajenos (13%) y recaudación por venta de energía (73%). Este último rubro (recaudación por venta de energía) sirve para establecer a cuánto asciende el nivel de recaudación, pues si toma en cuenta la facturación total en el mismo período, se puede evidenciar que las distribuidoras recaudan el 81,39% de lo que realmente facturan.

Pero, ¿quién recauda menos? Esa información es "extremadamente confidencial", pues ninguno de los organismos que interactúan quiso proporcionarla. No obstante, GESTIÓN pudo conocer que mientras el nivel de recaudaciones de las empresas de la Sierra alcanzó en promedio el 97%, las distribuidoras de la Costa recaudaron apenas el 57% de su facturación total.

En conclusión, si bien el déficit tarifario es un cuello de botella, la mala administración, evidenciada en altos costos y bajas recaudaciones de ciertas empresas, es aún peor.

**Generadoras:  
las térmicas  
dependen de los  
combustibles**

La actividad fundamental de las empresas generadoras es la producción de energía eléctrica, facul-



Diego Pérez Pallares  
del Conelec.



Rodolfo Barniol,  
presidente de Petroecuador.



Luis Burbano,  
presidente del FS.



Fernando Muñoz,  
subsecretario de Electrificación  
del Ministerio de Energía y  
Minas.

Fotos: Sebastián Ponce

tad conferida mediante contrato de permiso o concesión. La Ley de Régimen del Sector Eléctrico (LRSE) impulsa la libre competencia en el mercado de producción de la electricidad, es decir entre las empresas generadoras.

En la actualidad, son doce empresas de generación eléctrica las que operan en el mercado ecuatoriano. La mitad de ellas son estatales.

Con la aprobación de la LRSE, las instalaciones de generación de propiedad del Estado, que habían sido de Inecel, fueron transferidas al Fondo de Solidaridad. Es así como en abril de 1999 empezaron a operar seis empresas de generación que se conformaron como sociedades anónimas. Ellas son: Hidropaute S.A., Hidroagoyán S.A., Hidropucará S.A., Electroguayas S.A., Termopichincha S.A. y Termoesmeraldas S.A.

Otras seis generadoras privadas compiten en el sector; son: Elecaustro, Ecuapower, Electroquill, Electroecuador, Electroquito y EnergyCorp.

Hidropaute, Electroguayas e Hidroagoyán lideran la generación eléctrica, con producciones de 4.900 GWh (46% del mercado), 1.600 GWh (15%) y 1.000 GWh (10%) de energía en el año 2000, respectivamente. El 77% de la producción del servicio se origina en las empresas de propiedad del Fondo de Solidaridad (Gráfico 3).

- En los períodos de estiaje se intensifican la crisis

Según **Diego Pérez Pallares**, presidente del Conelec, debido a que el Ecuador es tan dependiente de Hidropaute (por su significativa participación en generación), el momento que se producen estiajes, o hidrología baja, se evidencia escasez de energía eléctrica porque hay que compensar la menor producción de Paute con mayor producción de las plantas térmicas, que son ineficientes por sus costos y la obsolescencia de sus instalaciones. La época de estiaje en la zona de Paute abarca el semestre octubre-marzo.

En las últimas semanas empezó el estiaje de este año, lo que ha generado temor respecto a la probabilidad de posibles apagones. A pesar de que por el momento el retorno de las lluvias en el sector de Paute ha mejorado el caudal, no se puede establecer si habrá racionamiento o no, pues todo depende de las condiciones climáticas de la zona.

Por otro lado, Pérez Pallares explica que el diesel que se usa hay que pagarlo a valores internacionales, lo que dificulta aún más la situación.

Otra consecuencia que acarrea el estiaje es la escasez de diesel, lo que sumado a la limitada infraestructura para abastecer simultáneamente a las plantas eléctricas, industrias y transporte origina la disyuntiva eterna de Petroecuador: abastecer de combustible a las eléctricas o a las distribuidoras de gasolina. Así se inicia la especulación por posible racionamiento de energía eléctrica y por desabastecimiento de combustibles.

Las últimas dos semanas de octubre, Petroecuador priorizó el diesel para las térmicas, lo que ocasionó escasez en el abasto para la industria y el transporte. Es importante señalar que las empresas distribuidoras mantienen deudas con Petroecuador, que en la actualidad suman cerca de US\$ 21 millones.

A juicio de **Rodolfo Barniol**, presidente de Petroecuador, el problema es la falta de previsión de las eléctricas, pues no programan su demanda de forma adecuada.

## Una estructura compleja y difusa

La estructura del sector eléctrico ecuatoriano es compleja, debido principalmente a la cantidad de actores que abarca, pues todas las instituciones involucradas tienen 'voz de mando'. Pero a la hora de la crisis y los problemas, empieza un juego de lanzarse la pelota, y nadie es responsable. Al final, el déficit tarifario, la falta de generación y el exceso de demanda de combustibles terminan siendo las causas de todos los males.

El ente regulador del sector eléctrico es el Consejo Nacional de Electricidad (Conelec), que se creó en noviembre de 1997, como el organismo encargado de la planificación, regulación y control del sector eléctrico ecuatoriano. El Conelec trabaja conjuntamente con el Ministerio de Energía y Minas, que en el Ecuador es la entidad que ejecuta, controla y coordina la política energética nacional.

Bajo la supervisión del Conelec se encuentran todas las empresas que interactúan en las fases de generación (12), transmisión (1) y distribución de energía eléctrica (20). La Ley de Régimen del Sector Eléctrico (LRSE) asigna al Conelec la facultad de fijar y aprobar las tarifas eléctricas que deben regir para la facturación a los consumidores finales.

Las principales críticas que los expertos hacen al Conelec giran en torno a su politización y la falta de coordinación con el Ministerio de Energía y las demás instituciones del sector. A juicio de **Gustavo Larrea**, que fue gerente del desaparecido Inecel, el Conelec no ha cumplido con su función, pues su dirección "ha estado a cargo de personas inexpertas con intereses políticos" que le han llevado al sector a la situación que se vive actualmente. Otros emiten críticas más moderadas, que consideran la complejidad de la herencia recibida de Inecel.

Otra institución responsable es el Fondo de Solidaridad (FS), que es propietario de: 1) la totalidad de las acciones de seis empresas generadoras (que participan con el 77% de la generación total del país), 2) el 100% de la transmisora Transelectric; y, 3) la mayoría accionaria (>50%) en 17 de las 20 empresas distribuidoras de electricidad, mientras en otras dos registra una participación menor al 50% y solo en una (Emelec) no posee capital accionario.

El FS se creó con el objetivo de ser un brazo social para el Gobierno, empleando sus utilidades para financiar programas de educación, salud y saneamiento ambiental. Pero, ¿cuál es su función respecto a la mayoría accionaria en estas empresas? La responsabilidad básica de la institución es la supervisión y designación de representantes en sus directorios. Estas personas controlan la administración pero no administran, lo que les convierte en responsables a medias, pues, tal como lo señala **Luis Burbano Dávila**, presidente del FS, existen varios factores externos, por ejemplo la politización, que han sido nefastos para la administración de muchas de estas empresas.

Según **Diego Pérez**, presidente del Conelec, dentro de las administraciones de las empresas eléctricas se han dado nombramientos que responden a imposiciones políticas o intereses partidistas. Sin embargo, asegura que en muchos casos el FS ha logrado despolitizar a estas administraciones.

### ¿Cómo se distribuye la energía eléctrica?

La distribución de energía eléctrica se realiza a través del Sistema Nacional Interconectado (SNI), que es el sistema integrado por los elementos del sector eléctrico conectados entre sí, el cual permite llevar la energía proveniente de las centrales hidroeléctricas y termoeléctricas hasta los centros de consumo. Una porción mínima del mercado corresponde a los sistemas no incorporados (o sistemas menores), que son flujos de energía eléctrica que se distribuyen sin conexión al SNI.

Bajo esta estructura, se creó el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), en el cual se realizan todas las transacciones de compra y venta de potencia y energía que se celebran entre generadores, distribuidores y grandes consumidores incorporados al SNI. Se incluyen también las transacciones de exportación e importación de energía y potencia.

El Centro Nacional de Control de Energía (Cenace) es la unidad técnica e independiente encargada de administrar financieramente el MEM y supervisar la operación del SNI.

• Las soluciones apuntan a la mayor inversión en generación

Según Pérez Pallares, en los últimos ocho años no se ha incrementado la capacidad de generación eléctrica en el Ecuador y, al contrario, varias empresas de generación se han retirado del mercado como los casos de Electroecuador (que no era económicamente viable) y de la barcaza (que entró de nuevo en funcionamiento el mes pasado).

En este sentido, el Plan de Electrificación prevé inversiones en proyectos de generación por un monto de US\$ 1.384 millones hasta el año 2009. Esta cifra considera los proyectos con contratos de concesión y los que registran un avance bastante grande en su construcción y equipamiento. Ellos son Termoriente, San Francisco, Mazar y EDC, los cuales aportarían cerca de 1.000 MW adicionales al SNI hasta el año 2006 (410 MW hidroeléctricos y 590 MW termoeléctricos).

Se ha constituido el denominado Fondo de Electrificación Rural y Marginal (FERUM) con un 10% de recargo a la tarifa eléctrica que pagan los segmentos comercial e industrial de Quito y Guayaquil. Estos recursos permiten llevar a cabo proyectos de generación y distribución en las zonas rurales y marginales. Las inversiones que atienden a este sector de la población llegarían a US\$ 18 millones hasta fines del 2001, previéndose para el 2002 un incremento hasta los US\$ 22 millones.

Respecto a este tema, Pérez explica que el reflote del sector en el largo plazo depende de que se creen nuevas fuentes de generación. “En octubre se firmaron dos importantes contratos: Machala Power y Termoriente, lo que significa una inversión directa de US\$ 500 millones y una incorporación en dos años de 584 MW, que a su vez implica aumentar un 30% la capacidad de generación real del país”, señaló.

Un proyecto novedoso es el de ‘Electrificación Rural Solar Fotovoltaica de Servicios Básicos en la Región

## Un importante sector para la economía

A nivel macroeconómico, la producción final del sector eléctrico se contabiliza dentro del producto interno bruto de la rama “Electricidad, Gas y Agua”. La evolución de esta actividad agregada pone de manifiesto un crecimiento sostenido, a una tasa media anual de +2,3%, a lo largo de la última década. Por tratarse de servicios que satisfacen necesidades humanas básicas, la tendencia de su producción no se revirtió con la crisis económica de 1999. Sólo el año 95 refleja una contracción del nivel de actividad de la rama, explicado en parte por el efecto de los racionamientos eléctricos que tuvieron lugar durante el cuarto trimestre.

El sector creció a un ritmo importante de +5,1% en el año 2000, y de igual manera se prevé un comportamiento favorable de +2,3% en el 2001. El rubro “Electricidad, Gas y Agua” aporta el 1,6% del PIB de la economía ecuatoriana. En términos monetarios, la producción final de la rama ha promediado los US\$ 46 millones en los últimos años (Gráfico 4).

### Ecuador: evolución del PIB real de la rama “Electricidad, gas y agua” (1990 - 2001\*)



\* Previsión del Banco Central del Ecuador. Fuente: Banco Central del Ecuador.

El desenvolvimiento de corto plazo (trimestral) de la producción de la rama da cuenta de incrementos de 3,9% y 5,8% durante el primer y segundo trimestres del 2001.

Si la energía eléctrica, el gas y el agua revisten importancia como elementos constitutivos del consumo final de los hogares, su uso intermedio como insumos que se distribuyen al interior del aparato productivo para generar un bien o servicio final no es menos relevante. Alrededor de 45% de la electricidad facturada en el Ecuador tiene uso industrial o comercial.

Fronteriza, que atenderá los requerimientos energéticos básicos de escuelas, aulas comunales y puestos de salud, principalmente de la población rural de la Amazonía y el austro. Este proyecto beneficiará a más de 100.000 personas y a través de él se instalarán 482 sistemas eléctricos en escuelas o aulas comunales y 94 en puestos de salud.

• Sistema de fideicomisos en ejecución

Para evitar que en el futuro se incumpla con los pagos a los diferentes actores del sector eléctrico, en octubre se puso en ejecución un sistema mediante el cual se fideicomisarán las ventas de las empresas distribuidoras y a partir de ese fondo se repartirán los ingresos a los operadores de la cadena, para que todos compartan el déficit de tarifas hasta que éstas alcancen su valor real. Los pagos

bajo el nuevo mecanismo se distribuyen de manera proporcional a la incidencia de cada actor en la cadena. El fideicomiso abarcaría el 100% del valor vendido por las distribuidoras.



## Transmisión: sin problemas

Transelectric S.A. es la empresa ecuatoriana de transmisión eléctrica, operadora del SNI. La tarea de intermediación de esta compañía se comprende mejor si se compara con un anillo nacional que toma la energía de las plantas de generación y la conduce hasta las distribuidoras. Por su servicio, la empresa cobra un peaje, que es un valor que recibe anualmente por el uso que hacen los agentes del mercado eléctrico de sus instalaciones.

El Plan de Expansión de Transelectric para el período 2000-2009 requiere de una inversión estimada en US\$ 181 millones, que en un 64% se concentraría en los próximos meses. La necesidad de recursos a corto plazo se explica por las restricciones operativas evidenciadas por la empresa transmisora en los últimos años. Este problema se originó en las inversiones en transporte de energía que no se efectuaron durante la vida de Inecel, ocasionando sobrecargas de trabajo en los transformadores y líneas de transmisión.

Sucumbíos y Galápagos aún no se encuentran interconectados a la red de electricidad que es administrada por Transelectric. Se espera incluirlos hasta fines del año 2002.

## No está demás un ABC a la oferta y la demanda

### Generación de energía eléctrica



**E**cuador dispone de abundantes recursos energéticos, siendo el eléctrico uno de los principales. Se calcula un potencial de producción hidroeléctrica de 20 mil MW, de los cuales se ha explotado apenas un 8%. Uno de los principales indicadores del sector eléctrico es la “energía generada bruta”, que mide la energía total producida por las unidades generadoras, independientemente del destino de este servicio (consumo final, autoabastecimiento, etc.).

La unidad de medida de la energía es el vatio-hora (Wh). Como equivalencias, se tiene que un kilovatio-hora (1 KWh) = 1.000 Wh; un megavatio-hora (1 MWh) = 1.000 KWh; y un gigavatio-hora (1 GWh) = 1.000 MWh. Una manera de pensar acerca del “kilovatio-hora” es imaginar la cantidad de electricidad necesaria para mantener diez bombillas eléctricas encendidas durante una hora.

En el año 2000 se generaron en el Ecuador 10.600 GWh de energía eléctrica, +2,7% respecto a 1999.

Existen dos fuentes básicas de generación eléctrica: la hidráulica (hidroeléctrica) y la térmica. La primera utiliza al agua como recurso primario para producir electricidad, la segunda se fundamenta en el diesel 2, el búnker y el gas, entre otros combustibles. El 72% de la energía bruta generada en el Ecuador es de origen hidroeléctrico (7.600 GWh). El 28% restante (3.000 GWh) proviene de fuentes térmicas (50% a gas, 39% a vapor y 11% de Motor de Combustión Interna, MCI). (Gráfico 5)

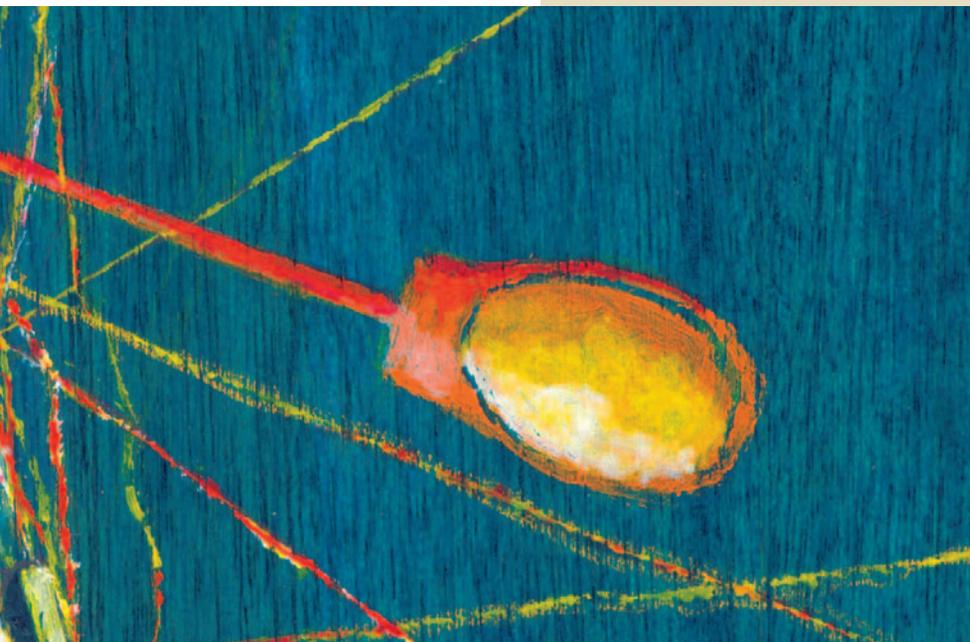
El 91% de la energía eléctrica bruta del Ecuador es producida por las generadoras y otro 9% por las empresas de distribución. La razón detrás de la producción de las distribuidoras es su tenencia en pequeña escala de activos de generación legados por el ex Inecel.

Hasta el año 2009 se prevé alcanzar una generación eléctrica de 18.200 GWh, que se concretaría con el crecimiento de la producción a una tasa anual media de +6,2%. Esta evolución positiva responde a las proyecciones de incremento de la demanda al +5% anual en los próximos años y a la necesidad consecuente de duplicar la actual capacidad de generación eléctrica.

Según **Fernando Muñoz**, subsecretario de Electrificación del Ministerio de Energía y Minas, a lo largo de la presente década, las interconexiones con Colombia y Perú también atenderán parte del mercado eléctrico local, aportando una potencia de 240 MW y una energía aproximada de 1000 GWh/año (12% del total facturado en el país), lo que lo convertiría en la segunda fuente de energía en el país luego de Paute. Las interconexiones se encuentran en proceso.

### Tendencia creciente de la demanda

A nivel de la demanda, los actores se clasifican en: pequeños consumidores (categoría de uso “residencial” y la

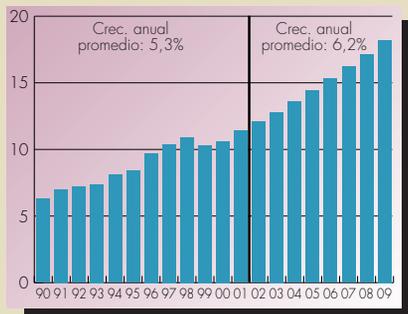


mayor parte de las empresas de los sectores “comercial” e “industrial”) y grandes consumidores, entendidos como los usuarios que registran una demanda mensual regular tal que les faculta acordar libremente con un generador o distribuidor el suministro y precio de la energía eléctrica para consumo propio.

**Ecuador: evolución de la energía generada bruta\* Real 1990-2000, proyecciones 2001-2009\***

(cifras en miles de GWh)

Gráfico 5

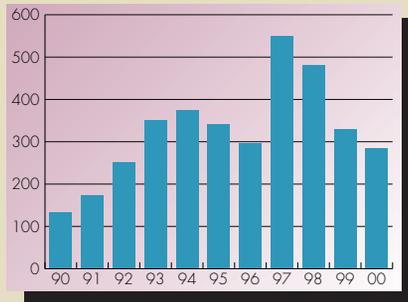


\* SNI + Otros.  
 \*\* Proyecciones tomadas del Plan de Electrificación del Ecuador 2000-2009.  
 Fuente: Conelec.

**Ecuador: evolución del consumo de energía eléctrica (valor y cantidad, 1990-2000)**

Gráfico 6

En millones de US\$. Crec. anual medio: 8%



En GWh. Crec. anual medio: 5%



Fuente: Conelec.

Un pequeño porcentaje del mercado corresponde a los autogeneradores, que son personas naturales o jurídicas que producen y consumen energía eléctrica en un mismo predio para atender sus propias necesidades, y que no usan, comercializan o transportan su energía con terceros o asociados; pero que pueden vender excedentes a otros agentes del mercado. Los 7.900 GWh de energía eléctrica transados en el mercado ecuatoriano en el año 2000 representaron una facturación total de US\$ 285 millones (Gráfico 6).

A lo largo de los últimos 11 años, la tendencia de crecimiento del consumo es menos evidente en términos monetarios que en cantidades. Esto se debe al efecto de las devaluaciones cambiarias en el precio en dólares del KWh de energía eléctrica, que deterioró el valor facturado a pesar del incremento de la energía demandada.

En el 2001 se asiste a una recuperación mayor del consumo. Si se compara la demanda correspondiente a los ocho primeros meses del año en curso (5.300 GWh) con la de similar período del 2000, se detecta un aumento de +2%. Más aún, se calcula que hasta fines de año el consumo habrá subido un +4% respecto a 1999. Si la demanda está creciendo y la oferta se mantiene, en el corto plazo la interconexión con los países vecinos proveerá parte de la energía eléctrica necesaria para atender el consumo de la población ecuatoriana.

Las empresas distribuidoras cuentan actualmente con 2,1 millones de abonados residenciales, 240 mil comerciales y 29 mil industriales. El aporte de cada grupo a la facturación eléctrica en dólares es similar a la participación de cada uno en la estructura de consumo eléctrico en GWh.

**Usos: las pérdidas ascienden a 24% de la energía neta producida**

En el año 2000, un 2% de la energía eléctrica bruta generada en el

Cuadro 3

**Ecuador: balance de energía eléctrica (año 2000)**

Indicador	GWh	% <sup>1</sup>
Energía generada bruta	10.612	102%
Autoconsumos en generación	163	2%
Energía generada neta	10.449	100%
-Energía entregada al MEM	10.286	98%
Pérdidas en transmisión	350	3%
Energía disponible subest.	10.099	97%
Pérdidas de ener. en distrib.	2.221	21%
Energía facturada	7.878	75% <sup>2</sup>
-Residencial	2.794	35%
-Industrial	2.196	28%
-Comercial	1.359	17%
-Alumbrado público	619	8%
-Otros	910	12%

<sup>1</sup> Porcentaje facturado sobre la energía generada neta.  
<sup>2</sup> Porcentaje sobre la energía total facturada.

Fuente: CONELEC.

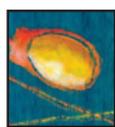
Ecuador se utilizó como intra-consumo de las empresas generadoras, es decir, como requerimiento interno para facilitar la operación normal de estos negocios. El 98% se transó por intermedio del MEM (10.300 GWh) (Cuadro 3).

No obstante, a lo largo del proceso de transporte y comercialización se reportaron pérdidas de energía eléctrica en el Sistema Nacional Interconectado y los Sistemas No Incorporados del orden del 24% respecto a la energía neta producida por el conjunto de centrales generadoras. El 3% corresponde a pérdidas en transmisión y el 21% a pérdidas en distribución (9% de pérdidas técnicas y 12% de pérdidas comerciales -negras-). Estos índices se consideran altos en comparación con otros países, que registran pérdidas totales de energía eléctrica de no más del 10%.

Una vez restadas las mermas y pérdidas de las disponibilidades de energía eléctrica, se obtiene una cantidad total de facturación de 7.900 GWh, que en un 35% se destinó al mercado residencial, en 28% al consumo industrial, en 17% al uso comercial, en 8% al servicio de alumbrado público y en 12% a otras aplicaciones.

## La postergada subasta

Por María Sol Yépez



**S**e espera que con la transferencia de hasta el 51% de las acciones de las distribuidoras eléctricas a la empresa privada, el sector levante cabeza, pues, a juicio de los entendidos, es la única forma de que las empresas de distribución sean eficientes y se administren de forma objetiva y técnica.

La ley que avala este paso es la Constitución de la República, cuyo artículo 249 establece que el Estado es el propietario de los recursos naturales no renovables, de los productos del subsuelo y de los cubiertos por aguas del mar territorial; y que estos pueden ser explotados por empresas públicas, mixtas o privadas.

Otro de los fundamentos legales es la Ley de Régimen del Sector Eléctrico (LRSE). La norma promueve la participación de la inversión privada de hasta el 51% en el capital accionario de las 17 distribuidoras (10 de la Sierra y 7 de la Costa) que son propiedad mayoritaria del Fondo de Solidaridad. Únicamente dos de las 19 compañías de distribución del FS no participarán en la subasta (Azogues y Galápagos). La primera porque la mayoría de acciones estaba en manos del Consejo Provincial opuesto a la venta, y la segunda porque su red no estaba conectada a nivel nacional.

La convocatoria para la subasta publicada el 12 de abril de este año hablaba de cuatro grupos de empresas de distribución eléctrica. Sin embargo, para hacer más atractivo el paquete, el Consejo de Modernización del Sector Eléctrico (Comosel) los simplificó en dos.

El **Grupo A** está integrado por las 10 empresas que operan en el callejón interandino (Quito, Sucumbíos, Norte, Santo Domingo, Ambato, Riobamba, Cotopaxi, Bolívar, Sur, Centro Sur) y el **Grupo B** por las 7 empresas del Litoral (Los Ríos, El Oro, Manabí,

Esmeraldas, Milagro, Santa Elena, Guayas-Los Ríos).

En el 2000, las empresas del Grupo A facturaron US\$ 130 millones, mientras que las del Grupo B alcanzaron US\$ 89 millones. Los dos grupos registraron pérdidas de energía importantes por 699,4 GWh y por 786,5, respectivamente.

La Trole 1 dictamina que los Consejos Provinciales pueden mantener acciones en las empresas de distribución eléctrica hasta por el 5% del capital suscrito, debiendo vender las que excedan este porcentaje al sector privado. Tal disposición se adiciona a la venta del 51% de las acciones estatales de propiedad del FS, estipulada en la misma ley.

**Marco Varea**, consultor del Conam, asevera que el proceso de privatización de las eléctricas está en su fase final, y por el momento se valoran las empresas (aspecto encargado a Salomón Smith Barney) y se da respuesta a las preguntas planteadas por las firmas precalificadas: Unión FENOSA (española); AES (norteamericana) y Pérez Companc (argentina). Posteriormente se convocará a la calificación del operador y a la subasta.

Entre los requisitos para ser parte del proceso de subasta están el certificar ser propietario o responsable de contratos de operación con una energía anual facturada no menor a 2.500 GWh; de un número de usuarios (clientes directos) no menor a 500 mil y poseer un patrimonio neto total no inferior a 500 millones de dólares.

Según el contrato, la concesión será bajo el régimen de exclusividad regulada para 30 años plazo, luego de lo cual se convocará a otra licitación. La distribución y comercialización de energía eléctrica que se delega por este contrato, se hará respetando el derecho de los grandes consumidores.



## Los diferimientos de la subasta

El fallo del Tribunal Constitucional (TC) que declaró inconstitucionales, por el fondo y por la forma, a ciertos artículos de la Ley de Promoción de la Inversión y la Participación Ciudadana (Trole 2), ha provocado que la subasta de las eléctricas se postergue en dos ocasiones. Respecto al tema, **José Alberto Peñaherrera**, director jurídico del Conam, explica que la inconstitucionalidad surge por el empleo directo de los recursos (el capital) para el programa de participación ciudadana. El fallo del TC se refiere al empleo de los recursos de las acciones como gasto que no puede hacerse. “Nosotros estamos de acuerdo con ese fallo del TC. Pero por la simple comprensión de la redacción de este artículo, hay quienes quieren deducir que en general la venta de acciones del FS no está permitida” señaló Peñaherrera.

La cronología de las postergaciones:

- La primera fecha que se fijó para la ejecución de la subasta fue el **31 de julio del 2001**. A mediados de mayo se determinó que la subasta se retrasaría dos meses, debido a la falta de balances financieros y a la imposibilidad de lograr acuerdos con los consejos provinciales para la venta de su paquete accionario.
- La segunda fecha fue el **28 de septiembre del 2001**. Se postergó a solicitud de las oferentes que aún tenían inquietudes por los contratos de concesión y debido al ‘neteo’ de las deudas de las empresas eléctricas, especialmente. Todavía no se definía completamente la tarifa objetivo.
- La tercera fecha fue el **29 de octubre del 2001**. Continuaban las dudas sobre algunos aspectos de las eléctricas. Las oferentes deseaban esperar la resolución del TC.
- La cuarta aún no está determinada, y podría ser a **fin de noviembre del 2001**. Falta aún la valoración de las empresas y luego de ello las oferentes requieren dos o tres semanas para consultas internas. **6**