

El oscuro momento del sector eléctrico

Por Julio Oleas
Investigación: Pablo Cardoso



Ilustración: Sergio Mosconi.

El sector eléctrico se encuentra al borde de la crisis. Las empresas distribuidoras adeudan a las generadoras el 40% de sus compras. Las tarifas reales siguen siendo mayores a las aplicadas, pese a que éstas son más altas que las colombianas o peruanas. La deuda del sector es un problema aparente-

mente irresoluble. Emelec, distribuidora del 30% de la energía disponible, está al filo de la descomposición. Y la inversión en generación solo cuenta con el improbable proyecto de Mazar, entregado a Hidropaute S.A.. Está en juego el sector y, con él, el desarrollo futuro del país.

La generación y distribución de la energía eléctrica en el Ecuador pasa por una grave crisis. Este artículo explora la situación. Para comenzar por el principio, recuérdese que el Estado ecuatoriano es dueño de los recursos naturales con los que se produce energía eléctrica y puede delegar a la empresa privada las actividades de generación y distribución.

La política de electrificación corresponde al Ejecutivo, que actúa a través del Consejo Nacional de Electricidad (Conelec). El Centro Nacional de Control de Energía (Cenace) tiene a su cargo la administración de las transacciones técnicas y financieras del mercado eléctrico mayorista (MEM).

En las empresas de generación del Fondo de Solidaridad (FS) se produce el 77% de la energía transportada por Transelectric S.A., la cual, a su vez, es de propiedad exclusiva del FS. También en las empresas de distribución, el FS es el socio preponderante (59,3% del capital accionario, en promedio), aunque en este segmento del mercado intervienen además los municipios (21,3%), los consejos provinciales (18,3%) y otras entidades públicas (1,1%).

El esquema básico del sistema es simple: las generadoras producen energía que es transportada por Transelectric hasta las distribuidoras, que la venden a sus clientes dentro de sus respectivas áreas de concesión. Las complicaciones empiezan cuando los precios del mercado eléctrico se convierten en tarifas administradas políticamente;

las distribuidoras toman esto como pretexto para no pagar sus compras a las generadoras; el Estado, en lugar de disciplinar a los infractores, opta por el subsidio; y una empresa que distribuye 30% de la energía comercializada en el país (Emelec) sigue siendo parte de las oscuras fechorías financieras perpetradas desde 1995 en la gerencia del Banco del Progreso.

Generación y transmisión

De las once empresas que generan electricidad, cinco tienen participación accionaria mayoritaria del FS: Hidropaute, Hidroagoyán, Termoesmeraldas, Termopichincha y Electroguayas; y seis son privadas: Electroecuator, Electroquil, Machala Power, Hidronación, Electroaustro y EMAAP-Q (Cuadro 1).

Ecuador dispondría de una capacidad potencial rentable de generación

hidroeléctrica de 25.000 MW (megavatios), pero en 2002 se explotó menos de 10% de ese potencial, con lo cual se satisfizo 69% del consumo anual. Entre 1991 y 2002, el crecimiento promedio anual de la generación hidroeléctrica fue de 3%, mientras que el de la térmica fue de 10%. A pesar de que la energía hidroeléctrica es más barata, en la última década la oferta de generación térmica ha ganado importancia.

Esta tendencia ha cambiado la estructura de la generación: si en 1990 la energía hidroeléctrica representaba casi 80% del total generado, en la actualidad representa 64%, mientras que la térmica constituye 36% de la oferta (Gráfico 1). Las plantas hidroeléctricas tienen bajos costos de operación y altos costos de inversión, mientras que las térmicas tienen altos costos de operación a costos de inversión bastante

Cuadro 1

Estructura de la generación eléctrica ecuatoriana (2002)

| | FONDO DE SOLIDARIDAD | | OTRAS EMPRESAS | |
|------------------|----------------------------|------------|-----------------|------------|
| | EMPRESA | PORCENTAJE | EMPRESA | PORCENTAJE |
| Hidroeléctricas | Hidropaute | 42,6 | Hidronación | 8 |
| | Hidroagoyán (+Hidropucará) | 11,1 | Electroaustro* | 2 |
| Térmicas a gas | | | Emaap-Q | 0,4 |
| | Termopichincha* | 1,6 | Electroecuator | 4,5 |
| | | | Electroquil | 4,9 |
| Térmicas a vapor | | | Machala Power** | 2,5 |
| | Electroguayas*** | 15,4 | | |
| | Termoesmeraldas | 7,0 | | |
| Total | | 77,7 | | 22,3 |

* También producen mediante motores de combustión interna.

** Térmica a gas natural.

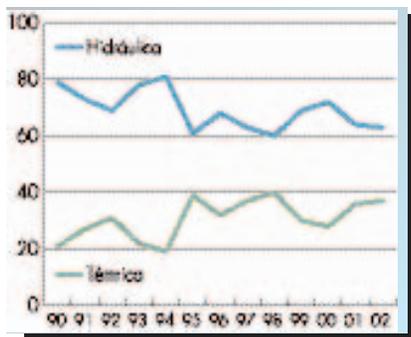
*** También produce a gas y con naftas.

Fuente: CONECEL.

menores. En 2002 la potencia de generación hidráulica instalada efectiva del Sistema Nacional Interconectado (SNI) fue de 3.194 MW y la de generación térmica fue de 1.567 MW (centrales con turbinas de gas operando a diesel, 40,5%; centrales térmicas a vapor operando con fuel oil, 36,8%; y motores de combustión interna, 22,8%).

Generación hidroeléctrica y térmica (participación porcentual 1990-2002)

Gráfico 1



Fuente: Conelec.

La generación termoeléctrica va a decrecer porque la mayoría de los equipos tienen más de 20 años y están casi obsoletos.

En los próximos años la generación termoeléctrica decrecerá, porque la mayoría de equipos tienen más de 20 años de servicio y están al borde de la obsolescencia; de hecho, varios de ellos ya han parado por falta de mantenimiento y combustible. Esto puede representar una reducción superior a 20% en la oferta total de energía. Pero, al menos por ahora, durante las épocas de estiaje la producción térmica supera a la hidroeléctrica, lo que eleva los

costos de generación, impactando negativamente en la competitividad de la producción nacional. Mientras en junio de 2002 en Colombia un industrial pagaba \$ 0,068 por kilovatio hora (Kw/h) y en Perú \$ 0,059 por Kw/h, en Ecuador debía pagar \$ 0,081 por Kw/h. De la energía térmica, solo la generada a base de gas natural es rentable, pero ésta representa apenas 13,5% de la energía total generada en 2002.

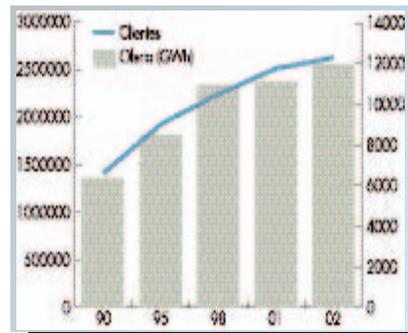
La generación hidroeléctrica se concentra en cuatro grandes centrales que representan 90% de la capacidad generadora: Paute (1.075 MW), Agoyán (156 MW), Pisayambo-Pucará (74 MW) y Marcel Laniado (213 MW). Las tres primeras se encuentran en el lado oriental de los Andes y la última en la provincia del Guayas.

En la década final del siglo XX, las recomendaciones de varios organismos multilaterales casi “persuadieron” a los ecuatorianos de que el eléctrico no es un servicio estratégico a cargo del Estado, sino una actividad empresarial guiada por las señales del mercado. Así, un sector que presenta economías de escala, en el que es posible alcanzar costos promedios decrecientes mediante gigantescas inversiones y es operado por grandes empresas que fácilmente adquieren prácticas monopólicas, ha tratado de ser reestructurado al mismo tiempo que la institucionalidad del país era desarticulada. En marzo de 1999 desapareció el Instituto Ecuatoriano de Electrificación (Inecel) y sus activos y acciones fueron transferidos al FS, así como \$ 771,5 millones de deudas. El sector se escindió en tres segmentos –generación, transmisión y distribución– y se crearon el Conelec y el Cenace. En el nuevo escenario, el Ejecutivo adquirió un poder formalmente determinante, pero prácticamente espurio, dadas las activas presiones a las que es sometido por grupos económicos y otros poderes regionales que determinan el curso real de la evolución del sector.

La energía generada en las centrales es transportada por Transelectric S.A., monopolio natural propiedad del FS que cuenta con un anillo de 230 KV

Número de abonados y oferta total (1990-2002)

Gráfico 2



Fuente: Conelec.

(kilovoltios) de 1.041 kilómetros de extensión, diseñado para conectar Paute con los dos principales centros de consumo (Guayaquil y Quito). El 1 de marzo de 2003 comenzó a operar una interconexión sincrónica entre Quito y Pasto (Colombia) de 230 KV, que permite transportar hasta 250 MW. Tiene además otros 1.360 kilómetros de líneas de transmisión que operan a 138 KV, y 2.464 MVA de capacidad en transformadores de reducción.

Los clientes, que en 1990 eran poco más de 1,4 millones, casi se han duplicado (Gráfico 2). En ese lapso la demanda de energía eléctrica en el SNI creció 100,2%, al pasar de 5.999 GWh (gigavatios hora) en 1999 a 12.010 GWh en 2002. Esto significa un incremento promedio anual de 6,1%, impulsado por la migración del campo a las ciudades, el cambio de los hábitos de consumo y la expansión del comercio. El consumo industrial, que en 1990 representaba 32% del consumo total, en 2002 se redujo a 29%; al mismo tiempo, el alumbrado público pasó de 14% a 19% del consumo total.

Según el plan nacional de electrificación del Conelec, se estima que hasta 2011 se necesitarán \$ 1.130 millones en inversiones de generación para satisfacer el crecimiento esperado de la demanda. Pero como están las cosas, en opinión de Fernando Muñoz, ex subsecretario de electrificación, los inversionistas no estarían dispuestos a arriesgar sus capitales en mercados que no ofrecen garantía de pago (Recuador).

Limpiar deudas y dar seguridad jurídica a inversionistas

Fernando Muñoz, consultor del sector y ex subsecretario de Energía durante el gobierno de Gustavo Noboa, considera que los inversionistas no invertirán en generación eléctrica si las distribuidoras sistemáticamente no pagan el 40% del valor de la energía que reciben. “Lo grave es que si revisamos las cifras, éstas van creciendo en el tiempo: en abril la deuda era de \$ 550 millones y en mayo ya era de \$ 590 millones”. Inversionistas que ya han asumido riesgos, como Machala Power, no exigieron ningún tipo de garantías para operar, “pero el riesgo le está resultando muy alto, pues a partir de enero de 2003 sufre la misma situación de todos los generadores y tiene una cartera acumulada de alrededor de 10% de su facturación”. Duke Energy, inversionista extranjero de Electroquil, ha utilizado todos los medios de presión posibles para lograr su pago, “e incluso ha amenazado con retirarse del país”.

La falta de pago es la tónica general, pero unas distribuidoras deben más que otras: “Emelec debe el 64% del total de la deuda en el mercado; la Empresa Eléctrica Quito, que tiene un número similar de usuarios, debe apenas \$ 12 millones. El problema está concentrado en dos o tres empresas, todas de la Costa”. Según Muñoz, el problema básicamente es de mala administración y de ineficiencia. “Por el contrario, la empresa eléctrica Centro-Sur, que cubre la zona de Cuenca, debe \$ 806 mil pero tiene un crédito a su favor de \$ 8,6 millones”.

El experto sostiene que el déficit tarifario ya no es un argumento válido para justificar la mora de las distribuidoras con las generadoras. “A mi criterio, las empresas distribuidoras son muy mal manejadas; en promedio pierden el 23% de la energía que reciben. La pierden, les roban, no facturan..., apenas les quedaría para facturar el 77% de la energía que compran; pero además la recaudación es muy baja, pues en promedio recaudan el 90% de lo que se factura. Esto acumula una pérdida adicional de 10%”.

Para mejorar la recuperación el gobierno expidió un decreto (573) que obliga a todas las distribuidoras a entregar su recaudación a un solo fideicomiso que administrará y pagará a los generadores y a Transelectric S.A.. “Esto es muy positivo, acota Muñoz, pues la medida obligará a las distribuidoras a volverse eficientes para que les ‘alcance’ el saldo para su operación”. Se evitará que las distribuidoras primero cubran sus gastos y después entreguen el saldo a las generadoras. “Si no se aplica drásticamente el Decreto 573, entraremos en una crisis muy grave”, señala.

Según Fernando Muñoz, el problema no es el déficit tarifario sino la mala administración e ineficiencia de las distribuidoras.

Las distribuidoras

Desde abril de 1999 algunas distribuidoras han mantenido una mora permanente en el pago de sus facturas por la compra de energía a las empresas de generación y transmisión, entre otras razones porque las tarifas han sido manipuladas políticamente, manteniéndolas bajo su valor real. Esto ha sido utilizado para ocultar otro problema tanto o más significativo: la ineficiencia de las distribuidoras, que provoca una pérdida de 23% de la energía disponible en el SNI. Emelec, que recibe 29% de la energía total, unos 3.100 GW/h, pierde 26,1% de ella. Pero dada su participación en todo el sistema, sus pérdidas representan 34% de las pérdidas totales. Esto significa que Emelec desperdicia una energía igual a la que reciben las empresas de Ambato, Azogues, Bolívar, Cotopaxi y Riobamba, o sea unos 780 GW/h.

Y hay más: mientras Emelec disfruta de una concesión de 1.399 km², las distribuidoras que reciben una energía igual a las pérdidas de la primera deben prestar su servicio en un área de 57.485 km², es decir 41 veces mayor. Si se supone que los costos de operación y de recuperación del valor del servicio son mayores en una superficie más grande, se puede tener una idea más exacta de la ineficiencia de la controvertida empresa guayaquileña (Gráfico 3).

La Empresa Eléctrica Quito S.A., con un área de concesión de 14.971 km², recibe 16% de la energía disponible en el SNI y desperdicia 387 GW/h, equivalentes a 15% de lo que recibe, es decir aproximadamente lo mismo que absorben las empresas de Ambato, Azogues y Bolívar (400 GW/h), lo que representa una pérdida total equivalente a 16,1% de todas las pérdidas.

Las dos empresas domiciliadas en Guayaquil (Emelec y Emelgur S.A.), la Empresa Eléctrica Quito S.A. y la Empresa Regional de Manabí S.A., con un 20,7% del área total de concesión, son responsables de 70,3% de las pérdidas totales del sistema. En otras palabras, los 1.691 GW/h que desperdician podrían suplir la demanda de toda la Sierra, excepto Quito.

Foto: Sebastián Ponce

Cuadro 2

Empresas de distribución eléctrica
(área de concesión, energía disponible y pérdidas*)

| | CENTRO OPERACIONES | ÁREA CONCESIÓN (KM ²) | ENERGÍA DISPONIBLE | | PÉRDIDAS | | | ÍNDICE INEFICIEN. ** |
|----------------------|--------------------|-----------------------------------|--------------------|-----------|----------|-------|---------------------|----------------------|
| | | | GWH | PARTICIP. | GWH | % | % DEL TOTAL PERDIDO | |
| El Oro S.A. | Machala | 6.745 | 412.4 | 5.5% | 106.2 | 25.8% | 4.4% | 1.9 |
| Emelec | Guayaquil | 1.399 | 3.117,1 | 29.1% | 814.8 | 26.1% | 33.9% | 7.5 |
| Emelgur S.A. | Guayaquil | 10.511 | 684.4 | 8.7% | 274.9 | 40.2% | 11.4% | 2.9 |
| Esmeraldas S.A. | Esmeraldas | 15.366 | 273.5 | 3.8% | 72.3 | 26.4% | 3.0% | 0.3 |
| Los Ríos CA | Babahoyo | 4.059 | 198.4 | 1.6% | 53.7 | 27.1% | 2.2% | 1.0 |
| Milagro CA | Milagro | 6.175 | 305.2 | 4.1% | 126.5 | 41.4% | 5.3% | 1.8 |
| Pen. Sta. Elena S.A. | La Libertad | 6.774 | 242,2 | 3,3% | 63,8 | 26,3% | 2,7% | 0,8 |
| Reg. Manabí S.A. | Manta | 16.865 | 727,2 | 11,8% | 214,8 | 29,5% | 8,9% | 2,2 |
| Santo Domingo S.A. | Sto. Domingo | 6.574 | 235,3 | 2,3% | 45,2 | 19,2% | 1,9% | 0,5 |
| Ambato S.A. | Ambato | 40.805 | 284,9 | 2,3% | 42,1 | 14,8% | 1,7% | -1,2 |
| Azogues CA | Azogues | 1.187 | 73,1 | 0,1% | 5,1 | 7,0% | 0,2% | -1,2 |
| Bolívar S.A. | Guaranda | 3.997 | 46,1 | 0,5% | 10,9 | 23,6% | 0,5% | -2,1 |
| Cotopaxi S.A. | Latacunga | 5.556 | 193,4 | 1,7% | 32,1 | 16,6% | 1,3% | 0,1 |
| Quito S.A. | Quito | 14.971 | 2.554,7 | 16,4% | 387,2 | 15,2% | 16,1% | 4,2 |
| Reg. Centro Sur S.A. | Cuenca | 28.962 | 478,7 | 2,7% | 46,6 | 9,7% | 1,9% | -0,3 |
| Reg. Norte S.A. | Ibarra | 11.979 | 319,9 | 2,0% | 54,4 | 17,0% | 2,3% | 0,4 |
| Reg. Sur S.A. | Loja | 22.721 | 162,8 | 1,5% | 24,8 | 15,2% | 1,0% | -1,7 |
| Riobamba S.A. | Riobamba | 5.940 | 181,9 | 0,8% | 31,6 | 17,4% | 1,3% | 0,0 |
| Total | | 210.586 | 10.485,2 | | 2.407,0 | 23,0% | | |

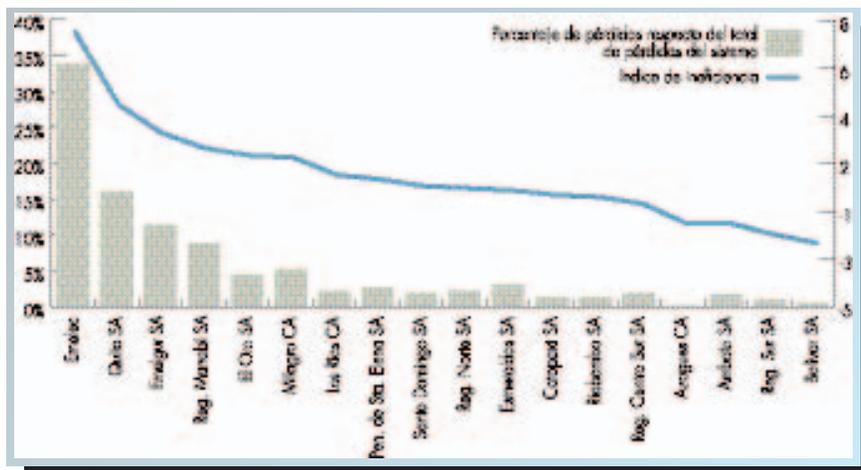
* No se consideran Sucumbíos y Galápagos, por no estar integradas al sistema nacional.

** Como logaritmo natural de las pérdidas, ponderadas por la superficie concesionada.

Fuente: Conelec y Cenace.

Empresas distribuidoras: pérdidas e ineficiencia

Gráfico 3



Fuente: Conelec.

El 59% de toda la energía disponible se asigna a las distribuidoras de la Costa (con un área de concesión de 74.468 km²) y 41% a las de la Sierra (con un área de concesión de 136.118 km² que incluyen amplias regiones del oriente, excepto los 37.842 km² concedidos a la empresa de Sucumbíos, que al igual que Galápagos, no está conectada al SNI). De acuerdo con las estadísticas del Co-

nelec, mientras en la Costa se pierde 28,6% de la energía recibida, en la Sierra esa cifra llega a la mitad (14,7%). En el ámbito internacional se considera que una empresa de distribución eficiente no debería tener pérdidas superiores al 8%, relación que solo ha sido alcanzada por Azogues C.A., empresa que desperdicia 7%, pero solo recibe 0,1% de toda la energía disponible (Cuadro 2).

En los últimos cuatro años el valor acumulado de las pérdidas en distribución bordea los \$ 540 millones, suficientes para construir una central termoeléctrica de 700 MW, capaz de atender el crecimiento de la demanda durante los próximos cinco años.

Entre abril de 1999 y abril de 2003 las generadoras solo recaudaron 60% de su facturación en el MEM (Cuadro 3). Las más afectadas son las del FS, que hasta abril de 2003 tenían cuentas por cobrar que bordean 46% de la energía facturada. De los \$ 211 millones facturados entre abril de 1999 y abril de 2003 por Transelectric, solo ha logrado recuperar 58%. Pero al mismo tiempo, generadoras como Ecuapower y Energycorp han recaudado 100% de su facturación, y otras como Machala Power tienen cuentas por cobrar equivalentes a 9% de su facturación (hasta abril de 2003). Extraño mercado este, en el que unas proveedoras recuperan toda su cartera y a otras se les adeuda casi la mitad de los valores facturados, pese a la claridad de las sanciones establecidas en el Art. 50 de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico.

Entre 1999 y mayo de 2003 Emelec acumuló una deuda superior a la suma de las deudas de todas las demás empresas distribuidoras: debe \$ 351 millones de los \$ 590 millones adeudados en total. Las distribuidoras de la Costa (incluida Emelec) no han pagado 55,7% de sus facturas por compra de energía, mientras que las de la Sierra tienen obligaciones pendientes equivalentes a 8,8%. Si es verdad, como se ha afirmado en más de una ocasión, que la economía costeña es más dinámica que la serrana, ¿qué poderosos factores extra económicos determinan estos resultados?

Para cubrir el déficit registrado hasta diciembre de 2001, el Estado subsidió a las empresas de distribución entregándoles \$ 700 millones. También se estableció un fideicomiso para priorizar el pago de las empresas de generación térmica que utilizan el diesel importado por Petroecuador. Sin embargo, la deuda ha seguido creciendo. El fideicomiso no fue aceptado por Emelec y por la Empresa Eléctrica

Quito, que absorben 46% de la energía generada y, en consecuencia, solo agrupa a las empresas en las que el FS es socio mayoritario, es decir 54% del mercado. Dados los niveles de pérdidas y recuperación de las empresas de distribución, este fideicomiso puede recuperar como máximo 40% del valor de la energía que maneja, es decir que solo logra captar 21,6% del valor total de la energía disponible en el MEM. Esto obligó en 2002 a cubrir el déficit subsidiando las compras de energía requeridas por las empresas de generación del FS.

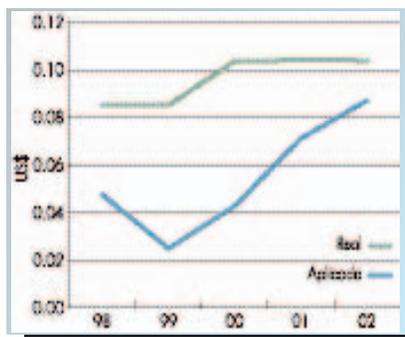
El manoseo de las tarifas

En 1998 el Conelec estableció como tarifa objetivo (precio real) \$ 0,085/Kwh, cuando la tarifa aplicada era de \$ 0,0476. La devaluación de 1999 redujo la tarifa aplicada a \$ 0,025/Kwh, cuando su valor real era de \$ 0,083/Kwh (Gráfico 4). Durante ocho meses el gobierno asumió un diferencial tarifario que llegó a \$ 0,0601/Kwh. En junio de 2000 se dispuso un incremento mensual de 4% que hasta octubre de 2001 permitió alcanzar 70% del valor de la tarifa objetivo de entonces. Pero el facilismo fis-

El facilismo fiscal del gobierno de Gustavo Noboa... y el populismo del actual han postergado alcanzar la tarifa objetivo hasta dentro de tres años.

Tarifas de la energía (a octubre de cada año, 1998 - 2002)

Gráfico 4



Fuente: Conelec.

cal de fines del período presidencial de Gustavo Noboa suspendió la medida en abril de 2002. Para entonces, los costos que inciden en el precio de la energía –en especial los precios de los combustibles– obligaron al Conelec a determinar una nueva tarifa real de \$ 0,1038/Kwh.

En octubre de 2002 el Conelec nuevamente dispuso incrementar en 5% mensual la tarifa real, hasta alcanzar el valor del objetivo fijado. Pero una vez más, el Ejecutivo, esta vez a cargo del Coronel Lucio Gutiérrez, contrarió la resolución técnica y obligó al Conelec a fijar un incremento mensual de 1,64%, con lo que la tarifa objetivo se podría alcanzar en tres años y, mientras tanto, el fisco seguirá subsidiando el consumo.

La tarifa eléctrica tiene tres componentes: (1) los precios referenciales de generación, que para el período 2002-2006 se fijaron en \$ 0,0581/Kwh; (2) los costos medios del sistema de transmisión, fijados en \$ 0,0076/Kwh; y (3) el valor agregado de la distribución, que para el período 2002-2003 se estableció en \$ 0,0381/Kwh. La suma de estos componentes determina una tarifa objetivo de \$ 0,1038/Kwh para el período 2002-2003. La generación, que actualmente representa 56% de la tarifa, se ve directamente afectada por los precios internacionales de los combustibles.

Cuadro 3

Ventas de las generadoras (abril 1999 - abril 2003)

| | VALOR (MILES US\$) | | POR COBRAR | |
|-------------------|--------------------|---------|------------|------------|
| | FACTURADO | COBRADO | VALOR | PORCENTAJE |
| Hidroagoyán* | 66.912 | 34.902 | 32.010 | 48% |
| Termopichincha* | 38.839 | 21.399 | 17.440 | 45% |
| Hidronación | 121.432 | 48.569 | 72.863 | 60% |
| Hidropaute* | 288.549 | 161.307 | 127.242 | 44% |
| Hidropucará* | 38.246 | 21.467 | 16.779 | 44% |
| Electroguayas* | 217.263 | 123.968 | 93.295 | 43% |
| Termoesmeraldas* | 69.115 | 37.318 | 31.797 | 46% |
| Elecaastro | 12.746 | 8.090 | 4.656 | 37% |
| Ecuapower | 4.834 | 4.834 | 0 | 0% |
| Electroquil 1 y 2 | 61.301 | 53.296 | 8.004 | 13% |
| EMMAP-Q | 3.508 | 1.964 | 1.545 | 44% |
| Victoria II | 22.245 | 21.963 | 283 | 1% |
| Machala Power | 41.259 | 37.435 | 3.824 | 9% |
| ISA Generador | 20.355 | 20.355 | 0 | 0% |
| Ecuapower | 10.217 | 10.217 | 0 | 0% |
| Electroquil | 57.616 | 47.886 | 9.730 | 17% |
| Combustible | 51.476 | 18.563 | 32.913 | 64% |
| Energycorp | 7.985 | 7.985 | 0 | 0% |
| Total | 1.345.065 | 803.973 | 541.092 | 40% |

* Pertenecen al Fondo de Solidaridad (FS)

Fuente: Conelec y Cenace.

Las deudas del sector

Si algo está en tinieblas en el sector eléctrico, es su situación financiera. Es prácticamente imposible establecer con exactitud cuánto se debe o los plazos de pago. Cuando desapareció el Inecel, el Estado le debía \$ 12,1 millones por subsidios de combustibles no pagados y \$ 9,6 millones por subsidios al consumo residencial. Entre abril de 1999 y noviembre de 2002 el Estado acumuló con las empresas de generación, transmisión y distribución, creadas para modernizar el sector, una deuda –por los subsidios indirectos asumidos por causa del déficit tarifario– equivalente a \$ 779 millones. Hasta este punto, el Estado adeudaría al Inecel \$ 801 millones, pero a su vez éste adeudaba al Estado \$ 118 millones

Cuadro 4

Deuda externa heredada por empresas de generación

| EMPRESA | MONTO | % |
|-------------------------|-------------|--------|
| Hidroagoyán S.A. | 81.039.553 | 10,5% |
| Termopichincha S.A. | 12.105.693 | 1,6% |
| Hidropaute S.A. | 399.222.980 | 51,7% |
| Hidropucará S.A. | 48.733.557 | 6,3% |
| Térmica del Guayas S.A. | 107.104.243 | 13,9% |
| Termoesmeraldas S.A. | 24.406.045 | 3,2% |
| Transelectric S.A. | 98.25.103 | 12,8% |
| Total | 771.537.174 | 100,0% |

Fuente: Conelec.

Cuadro 5

Deuda de generadoras termoeléctricas con Petrocomercial (al 28 de febrero de 2003)¹

| EMPRESA | VALOR (\$) |
|-----------------|-------------|
| Termopichincha | 8.197.853 |
| Termoesmeraldas | 17.738.017 |
| Electroguayas | 69.129.225 |
| Electroquil* | 16.813.516 |
| Total | 111.878.611 |

¹A la fecha de corte, el 53% de esta deuda era cartera vencida.

*Capital privado; el MEF debe a esta empresa \$ 5,3 millones.

Fuente: Petrocomercial.

originados en: (1) pagos de deuda externa de la desaparecida entidad pública efectuados por el ministerio de Finanzas; (2) pagos realizados a Electroquil por la venta de energía al SNI; (3) compensaciones de deudas de entidades del sector público con varias empresas distribuidoras, asumidas por el ministerio de Finanzas, y (4) compra de combustibles a Petroecuador.

Parecería que el Estado le debe al Inecel y sus herederas \$ 683 millones. Pero este es solo el inicio del embrollo. En noviembre de 1998 el directorio del Inecel, ya en proceso de liquidación, decidió que las nuevas empresas de generación y transmisión asuman \$ 772 millones de deuda externa, que serían pagados en 28 cuotas semestrales, al 6% de interés anual fijo (Cuadro 4). Al mes siguiente, el ministerio de Finanzas fue autorizado por el Ejecutivo a asumir la deuda externa del Inecel por \$ 935'426.077. Según el ministerio de Economía y Finanzas, hasta el 31 de diciembre de 2002 esta deuda tiene un saldo de \$ 585'066.081, gracias a varios acuerdos de compensación con cargo a los subsidios cruzados adeudados

por el Estado al Inecel.

Además, en base a un Sistema de Compensación de Adeudos que data de febrero de 1997, el ministerio de Economía y Finanzas ha asumido obligaciones de entidades del gobierno central con empresas de distribución, originadas en diferenciales tarifarios, por un valor de \$ 192,7 millones (al 31 de diciembre de 2001).

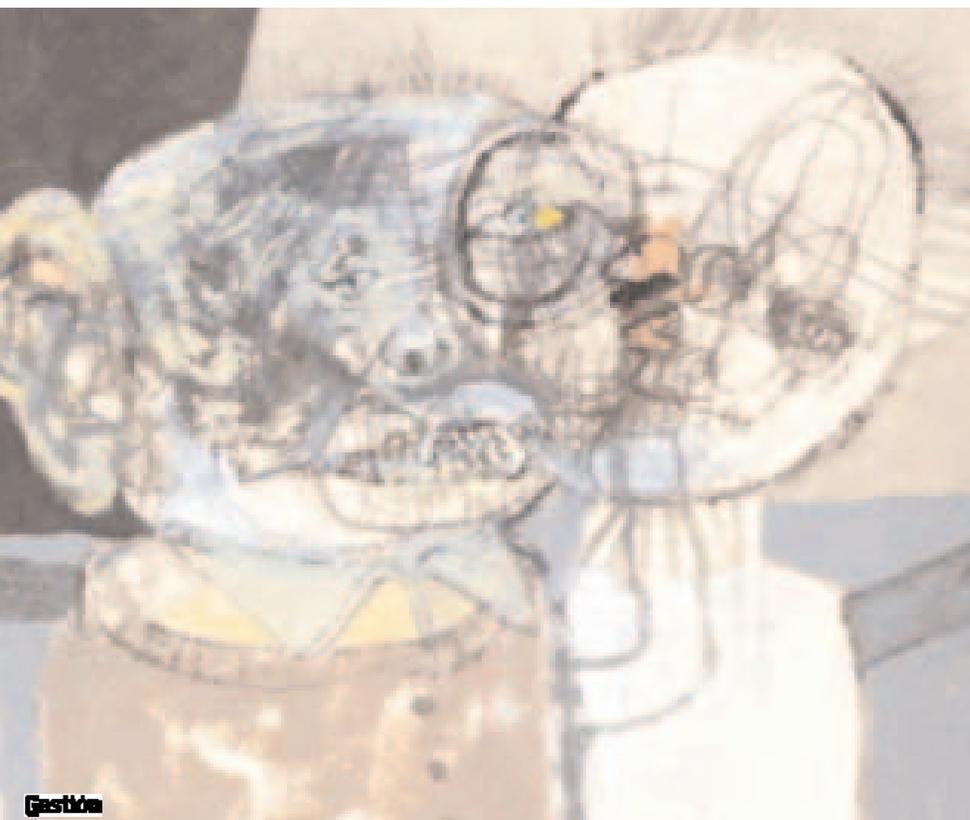
Pero de su lado, hasta el 28 de febrero de 2003, las empresas de generación térmica adeudaban a Petrocomercial \$ 111,9 millones por la compra de combustibles (Cuadro 5). ¿Quién debe a quién? ¿El Estado al Fondo de Solidaridad, o el FS al Estado? Y, ¿cuánto? Cuando alguien quiere vender un bien (privatizar, en este caso), el sentido común aconseja “sacarlo”, para hacerlo más apetecible a los ojos de los eventuales interesados, lo que no se ha logrado en las empresas eléctricas.

Las perspectivas

Durante el régimen de Gustavo Noboa el Conam no pudo privatizar las distribuidoras, por lo que para corregir las ineficiencias de esas empresas, el ministerio de Economía y el FMI han acordado entregar su administración a firmas internacionales. Esto reportaría un significativo alivio fiscal por el lado del gasto. También debería considerarse, sin embargo, que el manejo político de las tarifas, reeditado por el Coronel Gutiérrez, sigue generando distorsiones.

Según Rubén Barreno, presidente del Conelec, en el transcurso del próximo año el Gobierno planea implementar unos 200 proyectos hidroeléctricos pequeños –de hasta 15 megavatios. Esta política contribuirá a abaratar los costos de generación, pero no aprovechará las economías de escala propias de los grandes proyectos. Entre estos últimos, el más inmediato es el de Termorienté Cía. Ltda., que hasta 2004 construirá una central para generar 318 MW aprovechando el crudo reducido de la refinería Amazonas.

Machala Power, que desde fines de 2002 genera 130 MW a base de gas, estaría renuente a invertir en una nueva



planta en Bajo Alto (provincia de El Oro) con la que ampliaría su capacidad en 182 MW.

El más importante megaproyecto integrará todo el potencial hídrico de la cuenca del Paute, donde actualmente opera la central Molino (1.075 MW, equivalente a 40% de la generación nacional). Se implantarán en cascada dos centrales adicionales: Mazar, antes de Molino, y Sopladora, aguas abajo, para aumentar 580 MW al SNI.

Mazar debió construirse en 1991, pero solo el 14 de mayo de 2003 fue finalmente adjudicada a Hidropaute S.A.. Por el momento, nadie habla de construir Sopladora; pero Mazar, a un costo estimado de \$ 362 millones, traerá beneficios superiores a los 800 GWh anuales de energía que añadirá al SNI: regulará el caudal de agua que recibe la presa Amaluza, retendrá 2 millones de metros cúbicos de sedimentos que están acortando la vida útil de la central Molino y contribuirá significativamente a reducir el precio referencial de generación. Si en verdad la adjudicataria dispusiera de la capacidad financiera (recuérdese que su deuda externa era de casi \$ 400 millones y que las empresas distribuidoras le adeudan más de \$ 130 millones) y no se presentaren contratiempos políticos, Mazar estaría lista para operar en 2008.

Hidropastaza S.A. recibió por 30 años la concesión para construir y operar San Francisco, que aprovechará las aguas “turbinadas” en Aگویán, para generar 260 MW. La inversión requerida bordea los \$ 302 millones, de los cuales \$ 243 millones serían financiados por el Banco Nacional de Desarrollo Económico y Social del Brasil, \$ 47 millones por la concesionaria y \$ 12 millones por el consorcio Odebrecht. Este proyecto podría ahorrar al Estado unos \$ 41 millones anuales al desplazar del SNI a energía térmica más cara. Sin embargo, todavía no se han iniciado los trabajos de construcción debido a que el Estado habría incurrido en infracciones legales al otorgar garantías relacionadas con el crédito del banco brasileño.

6

Emelec: ¿quién se hará cargo de los pasivos?

Emelec, la distribuidora más grande del país, era una empresa privada de propiedad de North Eastern Power & Corp, NEPEC, *holding* internacional que además era dueña de Electroecuador. NEPEC y el Banco del Progreso tenían un mismo dueño: **Fernando Aspiazu**.

Se supone que Emelec está intervenida por el Conelec desde enero de 1999, básicamente por su negativa a honrar sus obligaciones en el MEM. En realidad, Emelec ha tratado de eludir sus deberes al menos desde 1985, negociando hábilmente con los funcionarios de turno la condonación de sus deudas. El 5 de julio de 1995 la Corte Suprema de Justicia (CSJ) negó una demanda de Fernando Aspiazu con la que trató de eximirse del pago de \$ 400 millones adeudados al Inecel y a Petroecuador por la compra de energía y de combustibles. Según la Comisión de Control Cívico de la Corrupción (CCCC), desconociendo esta sentencia, el Ejecutivo expidió un decreto (DE 3020 de 29 de agosto de 1995) que permitió la firma de una “escritura de transacción extrajudicial” (Notaría 13ª de Guayaquil) para dejar sin efecto las facturas a favor de Inecel y Petroecuador. Esta escritura es improcedente, sostiene la CCCC, porque el DE 3020 es extemporáneo, y el desistimiento que implica es ilegal, pues la sentencia de la CSJ ya estaba ejecutoriada; porque no compareció el Procurador General del Estado; y porque los ministros de Finanzas y Energía no eran los funcionarios competentes para “transar sobre litigios”.

Estos antecedentes no impidieron a Aspiazu constituir en marzo de 1999 un fideicomiso (Progreso Recapitalization Trust, PRT) para capitalizar al Banco del Progreso con la venta de las acciones de NEPEC –dos meses después de la intervención del Conelec. La Superintendencia de Bancos no aceptó el mecanismo y **Peter Haberling** (el fiduciario del PRT) constituyó con autorización de Aspiazu un segundo fideicomiso (Progreso Depositors Trust, PDT) en febrero de 2000 para pagar con los ingresos netos de la venta de Emelec y Electroecuador a los depositantes del Banco del Progreso. Un mes más tarde se declaró definitivamente terminada la operación de Emelec y se designó un administrador temporal. Desde entonces, el Estado paga por el uso de los activos de Emelec alrededor de \$ 450 mil mensuales.

Para contratar un nuevo concesionario, se valoró la empresa como un “negocio en marcha” con activos evaluados en \$ 130 millones y un pasivo laboral de \$ 55 millones. Con una base de \$ 185 millones se inició una licitación que interesó a AES Corporation, Unión Fenosa Internacional y Pérez Companc, pero el proceso finalmente se declaró desierto.

El 30 de mayo de 2003, Aspiazu y su cónyuge constituyeron un nuevo fideicomiso (Progreso Repatriation Trust, PRTII), sin extinguir el anterior, pero con los mismos bienes (las acciones de NEPEC), nombrando fiduciario a **Miguel Llucó**, para pagar a los depositantes del Progreso y, de existir un remanente, devolverlo a su dueño original. El 21 de julio de 2003 Emelec y Electroecuador, sin la anuencia de Aspiazu, constituyeron un cuarto fideicomiso con sus activos y pasivos “corrientes”, para mantener el control de la operación hasta que sea adquirida por un nuevo concesionario.

Mientras tanto, hasta abril de 2003 solo la deuda con las generadoras bordea los \$ 347 millones, es decir \$ 200 millones más que el valor de los activos con los que se planteó la fracasada licitación y casi \$ 650 millones más, si se consideran las deudas que se condonarían en la “escritura de transacción extrajudicial” más los pasivos laborales. Incluso si se diese por válida esa escritura, los pasivos de Emelec bordearían los \$ 470 millones. ¿Qué inversionista en su sano juicio querría adquirir una empresa cuyos pasivos son casi cuatro veces mayores que sus activos? A menos que alguien se haga cargo de los pasivos. ¿Acaso el Estado, una vez más, asumirá las deudas, para vender un “negocio en marcha”?