

Plan Maestro de Electrificación 2010-2020

Promesas cargadas de energía y opciones de crecer

< POR MARÍA DE LA PAZ VELA >

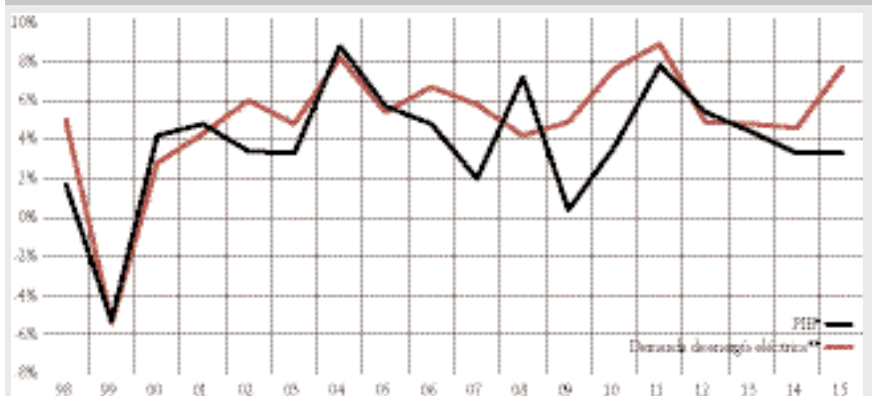
La prioridad dada al sector de la energía es uno de los aciertos del actual Gobierno, pues se enfoca en la expansión de aquella infraestructura que es la base para el crecimiento de la industria y de las actividades productivas, y que por su escasez se había convertido en un cuello de botella en la economía ecuatoriana. Reconocer la importancia clave de este sector y promover la expansión de la generación y transmisión de electricidad y la reducción de pérdidas en distribución son legados que dejará este Gobierno. Pero lo ha hecho con una impresionante falta de transparencia y una draconiana restricción de información, así como la contratación pública directa, sin licitación en muchas obras.

Electricidad y crecimiento económico

El crecimiento de la demanda de energía y de la infraestructura que la ofrece es parámetro fundamental de la potencialidad de crecimiento económico de un país. No podrían hacerse proyecciones valederas de crecimiento económico, si estas no vienen acompañadas de un nivel de crecimiento de disponibilidad de energía eléctrica, pues la inversión productiva así lo demanda y, sin esta, se frenarían las actividades productivas programadas.

El Plan Maestro de Electrificación (PME) muestra la correlación entre el crecimiento del PIB y el crecimiento de la demanda de energía eléctrica que hace posible el crecimiento del valor agregado por ser el insumo básico para los hogares, la agricultura, la industria, el comercio, etc. El actual Gobierno ha previsto una inversión estimada en \$ 10.931'172.384, para el período 2009-2020 para los planes de expansión de la generación, y de las empresas transmisoras y distribuidoras, lo que dará soporte al futuro crecimiento de la economía.

GRÁFICO 1
Crecimiento del PIB y de la demanda de energía eléctrica



* DATOS DESDE 2012 CORRESPONDEN A LAS PREVISIONES DEL BCE.

** DATOS DESDE 2009 PERTENECEN A LAS PREVISIONES DE UN ESCENARIO MEDIO DEL PLAN MAESTRO DE ELECTRIFICACIÓN DEL ECUADOR 2009-2020.

FUENTE: PLAN MAESTRO DE ELECTRIFICACIÓN DEL ECUADOR 2009 - 2020 (CONELEC), BCE.

Como se ve en el *Gráfico 1*, hay un alto nivel de correlación entre el crecimiento de la demanda de energía eléctrica y el del PIB. Los años en los que aquel es mayor que el de este son aquellos en los que los precios de la electricidad han sido menores. Por tanto, es claro que la ejecución de los grandes proyectos hidroeléctricos establecidos en el Plan de Expansión de la Generación; el reforzamiento del Sistema Nacional de Transmisión y el Plan de Reducción de Pérdidas de Distribución, que son los ejes del PME 2009-2020, contribuyen al crecimiento de la demanda de energía y a la creación de infraestructura de soporte para el desarrollo.

Cambio de reglas con el Mandato Constituyente 15

Uno de los puntos neurálgicos que resolvió este Gobierno en sus inicios es el tema de las tarifas, proponiendo un nuevo sistema de tarifación y despacho eléctrico de precios fijos, que eliminó el mercado *spot*, que había permitido años de corrupción. ¿Cómo acontecía aquello? La diferencia de precios de la energía termoeléctrica con la hidroeléctrica es abismal: \$ 33,5 centavos frente a \$ 8,5 centavos por kWh (1 kW durante una hora ininterrumpida), incluyendo los costos de generación, distribución y transmisión. Hay varios precios según la fuente térmica: las grandes centrales a vapor (Esmeraldas, Gonzalo Zaballos o Trinitaria) son más baratas, en torno a los 10 centavos/kWh. En el modelo antiguo, la tarifa a la que salía la generación a las distribuidoras era alta. Algunos especialistas consideran que el Cenace siempre despachó primero la generación más barata, hasta satisfacer la demanda nacional, pero el modelo asignaba el precio de la última generación despachada para todos los generadores.

Los generadores más caros eran utilizados únicamente en tiempos de estiaje o cuando las plantas térmicas e hidráulicas eran sometidas a un *overhaul*. Hay opiniones que señalan que

por injerencia política el despacho de electricidad se hacía empezando por la energía más costosa, proveniente de barcazas de energía térmica y ese precio marcaba el mercado *spot*, lo que por años favoreció a las generadoras térmicas. Solo entonces se procedía al despacho de la energía hidroeléctrica más económica, a pesar de que la oferta de hidroelectricidad estaba disponible.

Este viejo modelo fue suspendido por el Mandato Constituyente N° 15, expedido por la Asamblea Nacional Constituyente el 23 de julio de 2008, que establecía que el Consejo Nacional de la Electricidad (Conelec) debía aprobar los nuevos pliegos tarifarios para la tarifa única que deben aplicar las empresas eléctricas de distribución, para cada tipo de consumo de energía eléctrica, para lo cual quedaba facultado a establecer los nuevos parámetros regulatorios requeridos, incluso el ajuste automático de los contratos de compraventa de energía, vigentes a esa fecha.

Con ello se eliminó el concepto de costos marginales para el cálculo del componente de generación. Otro tema clave del mandato fue la disposición de que el Ministerio de Finanzas cubriera mensualmente las diferencias entre los costos de generación, distribución, transmisión y la tarifa única fijada para el consumidor final determinada por el Conelec. Además, cambió la forma de financiamiento del Fondo de Electrificación Rural y Urbano Marginal (Ferum), incluyéndolo en el Presupuesto Nacional del Estado.

Plan Maestro de Electrificación 2009-2021

Este plan presentado por el Conelec expone los proyectos y acciones por desplegar para superar la crisis de oferta energética que ha afectado al país inclusive en la primera década de 2000. Se fundamenta en el uso de energías renovables, con prioridad en hidroelectricidad (como los ocho proyectos emblemáticos que incrementarían la oferta en 2.778 MW) que se desarrollan

de acuerdo al Plan de Expansión de la Generación, pero también de proyectos termoeléctricos que funcionen con combustibles de producción nacional.

La nueva oferta de generación exige el reforzamiento del Sistema Nacional de Transmisión a nivel de 138 KV y 230 KV, así como la incorporación de un sistema de 500 KV que deberá reforzar el enlace con los principales centros de carga con muchos de los nuevos grandes proyectos de generación. La nueva fortaleza del Sistema de Transmisión (el sistema de 500 KV) dará más facilidades para lograr el objetivo de integración eléctrica regional, con la Comunidad Andina y con otros países de Latinoamérica, cuya particularidad es el acceso a energía eléctrica de otros países a precios ventajosos en teoría, aunque, en la práctica, los que tienen excedentes se aprovechan de los que no tienen, por esto intervienen los Gobiernos, porque los generadores privados buscan maximizar sus ganancias. Un complemento fundamental de la estrategia de desarrollo energético del PME es el impulso al Plan de Control y Reducción de Pérdidas, cuya implementación permitirá que, en el período de ejecución del Plan Maestro, bajen las pérdidas desde un nivel de 16,32% actual a la mitad, al término de la vigencia del plan.

El plan también contempla el Programa de Electrificación Rural que consiste en la atención con servicio de energía eléctrica a las comunidades rurales y urbano-marginales, la que ha estado prevista en los programas aprobados por el Conelec en los últimos años, con asignaciones del Ferum que se nutre del Presupuesto General del Estado.

Por otra parte, también el nuevo plan promueve estudios de las características del territorio ecuatoriano para determinar las amenazas por fenómenos naturales y armar planes de contingencia para enfrentarlos, desde el punto de vista de la provisión de energía.

El PME busca garantizar el abastecimiento de la demanda, con una participación mucho más activa del Estado,

sobre todo en la expansión de la generación, sin descuidar su responsabilidad en otras áreas igualmente sensibles y que requieren de toda su atención como la transmisión, la distribución, la protección ambiental y la electrificación rural. En resumen, este plan concreta los objetivos de la política energética, que son garantizar el desarrollo del sistema eléctrico nacional bajo los lineamientos de seguridad, soberanía y autosuficiencia; uso sustentable de los recursos naturales con responsabilidad social y protección del medioambiente; provisión energética eficiente y de calidad; incremento de la cobertura energética a precios “socialmente justos”, y elevación de estándares de vida de la sociedad ecuatoriana.

El Plan de Inversiones del Sector Eléctrico 2012 – 2021, que incluye generación, transmisión y distribución (Cuadro 1), suma un monto total de \$ 8,3 miles de millones en inversiones en ese lapso. De estos, \$ 4,6 miles de millones se planean invertir en generación, \$ 839 millones en transmisión y \$ 2,8 miles de millones en distribución. Es importante diferenciar este Plan de Inversiones del Sector Eléctrico, del total de inversiones del PME, que en cambio suma \$ 10,9 miles de millones, pero considerando todas las fases del plan, y no solamente generación, transmisión y distribución, sino también electrificación rural, riesgos naturales y otros aspectos.

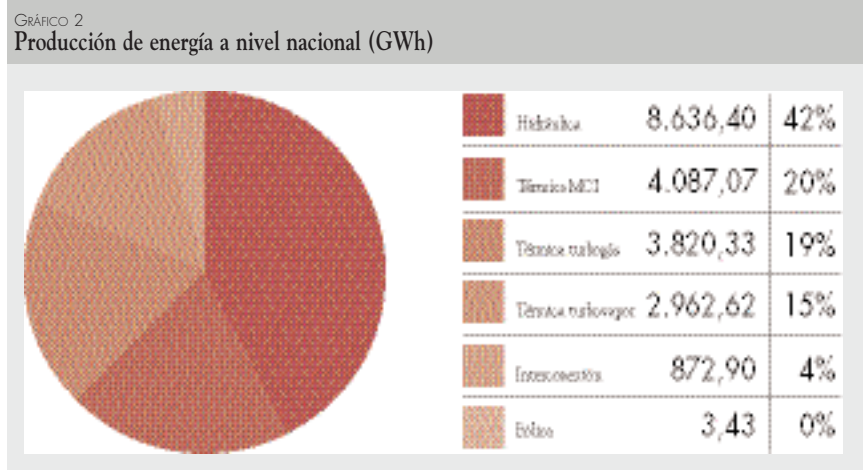
EXPANSIÓN DE LA GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

La generación es el corazón del PME, pues busca superar las restricciones de la oferta que caracterizaron los años noventa e incluso los años dos mil, debido a la falta de abastecimiento que determinaban año por año el racionamiento de la energía, con graves efectos para el sector productivo del país. Por otra parte, se busca la transformación de la matriz energética, de la situación actual en la que predomina la generación de energía no renovable con 51,5%, a una situación en 2016 en la cual la energía renovable y de menor

CUADRO 1
Plan de inversiones del sector eléctrico 2012-2021 (en millones \$)

Año	Generación	Transmisión	Distribución	Total
2012	1.700	110,3	565	2.375
2013	1.400	154,1	391,5	1.946
2014	984	292	292,1	1.568
2015	445	187,3	249,5	882
2016	40,4	36,2	231,3	308
2017	45	30,2	223,4	299
2018	28,6	29,3	222,5	280
2019	39	-	226,2	265
2020	-	-	220	220
2021	-	-	226	226
Total	4.682	839	2.848	8.369

FUENTE: CONELEC.



FUENTE: CONSEJO NACIONAL DE ELECTRICIDAD (CONELEC).

precio represente 95% de la provisión de energía que utiliza el país, según informó la ministra de Industrias y Productividad, **Verónica Sión**, en el marco de la Cuarta Reunión de Expertos de la Organización de las Naciones Unidas para el Desarrollo Industrial, que se realizó en Quito en septiembre.

Información del Conelec para diciembre de 2010 muestra que 53,3% de la generación de electricidad proviene de fuentes termoeléctricas, a gas 19%, a vapor 15% y 20% de motores de combustión interna (MCI) que utilizan diésel y otros combustibles. La energía hidráulica constituía 42% de las fuentes de generación de energía en el país, 4% provenía de la interconexión con Colombia, o sea de una fuente importada, y la energía eólica sigue siendo absolutamente marginal (Gráfico 2).

En estas circunstancias, la propues-

ta de cambio de la matriz energética es fundamental, y el esfuerzo del Gobierno por dar impulso a varios proyectos de energía termoeléctrica, pero sobre todo de hidroelectricidad ha sido destacable. Información a nivel general es difundida por el portal web del Ministerio de Electricidad y Energía Renovable (Meer), que a continuación se expone de manera descriptiva para informar sobre las dimensiones e importancia de los proyectos para la infraestructura del país. La falta de transparencia en la contratación pública en estos proyectos ha sido también una característica y, por falta de información, ese tema no ha podido ser tratado en el presente artículo. Esto debería investigarse más para que el país conozca. Todos los proyectos emblemáticos registran pequeños avances y retrasos, pero esto no lo conoce el público, ni siquiera el más interesado en el tema, sino que se oculta o se calla.

Estado actual de los proyectos emblemáticos

Coca Codo Sinclair

Ubicado entre las provincias de Napo y Sucumbios, este proyecto hidroeléctrico incrementará la oferta de energía eléctrica en 1.500 MW (Cuadro 2). Continúan los trabajos en los frentes de obra: captación, conducción, embalse compensador, obras de caída, casa de máquinas y campamentos. Respecto al cumplimiento del Plan de Manejo Ambiental, las acciones enmarcadas dentro de los programas de compensación y desarrollo económico, manejo de áreas de préstamo, manejo de flora y fauna, capacitación ambiental y de desechos sólidos, se cumplen según lo previsto. Hasta el momento este proyecto tiene un avance global de 27,36%, según la última información oficial del Ministerio de Electricidad y Energía Renovable (Meer). A la fecha Sinohydro ha generado 4.039 plazas de trabajo, 2.534 puestos de mano de obra calificada y 1.505 puestos de mano de obra no calificada.

Potencia a instalar	1.500 MW
Localización	Provincia del Napo, cantón El Chaco, parroquia Gonzalo Díaz de Pineda
Monto de la inversión	Contrato EPC llave en mano \$ 1.979,7 M Total proyecto: \$ 2.245 M
Financiamiento	Eximbank de China \$ 1.682,7 M Inversión del Estado \$ 296,96 M
Empresa que ejecuta la obra	Estatad china Sinohydro
Calendario	La construcción del proyecto se inició en julio de 2010 y está previsto que se concluya a finales de enero de 2016.
Avance del proyecto (nov. 2012)	27,36%
Cubertura de demanda	Cubrirá 36% la demanda de energía del país calculada para el año 2015.
Beneficios*	Reducirá las importaciones anuales de combustibles fósiles.
	Reducirá la importación de energía eléctrica de otros países.
	Reducirá las emisiones de CO ₂ .
	Contribuirá con el desarrollo socioeconómico de la zona de influencia del proyecto por la generación de empleo de mano de obra calificada y no calificada.

* ESTOS BENEFICIOS SE REPITEN EN TODOS LOS OTROS PROYECTOS EMBLEMÁTICOS.

FUENTE: MINISTERIO COORDINADOR DE SECTORES ESTRATÉGICOS, MINISTERIO DE ELECTRICIDAD Y ENERGÍA RENOVABLE.

Minas San Francisco

Este proyecto hidroeléctrico, ubicado en el cantón Pucará (provincia del Azuay) y en los cantones Zaruma y Pasaje (provincia de El Oro), aportará con 270 MW (Cuadro 3). Actualmente, se trabaja en las vías del túnel de acceso a la casa de máquinas, chimenea de equilibrio y patio de maniobras. Así también el movimiento de tierras y la conformación de plataformas de las vías para el acceso a la zona de excavación del portal de túnel de descarga, ventana de Gramalote y atagüa aguas arriba de la presa. Respecto al campamento de la contratista, se ha avanzado en la fundición de losas para pabellones y construcción de columnas y estructuras metálicas, cunetas de drenaje, alcantarillado, cerramiento, tanques de almacenamiento de combustibles y reservorio de agua. Esto constituye un avance global de 10% de la obra. Los beneficiarios directos serán los 106.955 habitantes de los cantones de ubicación del proyecto; los indirectos, los ecuatorianos con cobertura de servicio eléctrico. Hasta el 30 de junio de 2012, la empresa ha contratado como mano de obra directa a 60 personas y se estima que se han creado unos 250 empleos indirectos. Durante la fase de construcción se generarán aproximadamente 1.200 empleos directos y 1.800 empleos indirectos.

Potencia a instalar	270 MW
Localización	Provincia del Azuay, cantón Pucará, provincia de El Oro, cantones Zaruma y Pasaje
Monto de la inversión	\$ 508,8 M (no incluye costos de financiamiento)
Financiamiento	Recursos fiscales - Financiamiento Banco de Desarrollo de China Celec EP solicitó se inicien las gestiones para obtener el financiamiento con Eximbank de China por los \$ 327,48 M.
Empresa que ejecuta la obra	Empresa china Harbin Electric International
Calendario	Culminado para finales de 2015
Avance del proyecto (dic. 2012)	10%
Cobertura de demanda	Cubrirá en 5,5% la demanda de energía del país calculada para el año 2015.

FUENTE: MINISTERIO COORDINADOR DE SECTORES ESTRATÉGICOS, MINISTERIO DE ELECTRICIDAD Y ENERGÍA RENOVABLE.



Delsitanisagua

Ubicado en el cantón Zamora, provincia de Zamora Chinchipe, este proyecto hidroeléctrico generará 115 MW (Cuadro 4). Se continúan realizando las perforaciones geológicas en los sitios de casa de máquinas y la chimenea de equilibrio. También avanza la construcción de la estructura de hormigón para la estación de servicio de combustible y el túnel de acceso a la zona de carga. Así mismo, la vía de acceso al sitio donde funcionará la represa tiene un avance de 350 m de un total 1,10 km, con un promedio de ancho de vía de 6 m. El avance de la construcción de este proyecto es de 8%. Los beneficiarios directos serán los 91.376 habitantes de Zamora Chinchipe, provincia donde se encuentra ubicado el proyecto y los indirectos, la población ecuatoriana que tenga mayores opciones de cobertura con servicio eléctrico. En términos de empleo, el proyecto generará trabajo para alrededor de 820 personas, entre mano de obra calificada y no calificada, durante la ejecución del proyecto. Hasta la última información disponible, se han generado 107 plazas de empleo entre mano de obra calificada y no calificada, de estos 47 trabajadores ecuatorianos y 60 extranjeros. Celec EP-Gensur ha elaborado el Plan de Desarrollo Integral Comunitario, el cual beneficiará a las comunidades aledañas al proyecto.

Potencia a instalar	115 MW
Localización	Provincia de Zamora Chinchipe, 36 km de Yanacocha
Monto de la inversión	\$ 215,8 M sin incluir costos de financiamiento
Financiamiento	Recursos fiscales - Financiamiento del Banco de Desarrollo de China
Empresa que ejecuta la obra	Hidrochina
Calendario	Se firmó el contrato en octubre de 2011 y se estima que inicie la operación a finales de 2015.
Avance del proyecto (nov. 2012)	8%
Cubertura de demanda	Cubrirá en 4% la demanda de energía del país calculada para el año 2015.

FUENTE: MINISTERIO COORDINADOR DE SECTORES ESTRATÉGICOS, MINISTERIO DE ELECTRICIDAD Y ENERGÍA RENOVABLE.

Manduriacu

Este proyecto hidroeléctrico está ubicado en las parroquias Pacto y García Moreno de los cantones Quito y Cotacachi, provincias de Pichincha e Imbabura, respectivamente. Aportará con 60 MW (Cuadro 5) desde la vertiente del Pacífico, que es complementaria a la vertiente oriental, asegurando el abastecimiento de energía al país en los períodos de estiaje de octubre a marzo. En agosto de 2012, se realizó un movimiento de tierras para la conformación de los taludes en el canal de desvío, con un volumen de 120.000 m³, lo que significó un avance acumulado de 70% en los trabajos de esta área. El avance actual de este proyecto es de 13,50%, según la última información del MEER. Los beneficiarios directos serán los 2'231.191 habitantes de los cantones Quito y Cotacachi y los indirectos, los ecuatorianos con cobertura eléctrica. Hasta la fecha se han generado 208 empleos directos y más de 400 indirectos.

Potencia a instalar	60 MW
Localización	Límite entre Pichincha e Imbabura
Monto de la inversión	\$ 132,9 M (no incluye costos de financiamiento)
Financiamiento	Recursos fiscales, crédito Banco Nacional de Desarrollo del Brasil, Bndes, (contrato de crédito en fase final de negociación entre el Ministerio de Finanzas, MF, y Bndes)
Empresa que ejecuta la obra	Corporación Eléctrica del Ecuador (Celec)
Calendario	Inicio de operación en septiembre de 2014
Avance del proyecto (nov. 2012)	13,50%
Cubertura de demanda	Cubrirá en 1,6% la demanda de energía del país calculada para el año 2014.

FUENTE: MINISTERIO COORDINADOR DE SECTORES ESTRATÉGICOS, MINISTERIO DE ELECTRICIDAD Y ENERGÍA RENOVABLE.



Mazar-Dudas

Ubicado en el cantón Azogues, provincia de Cañar, este proyecto hidroeléctrico generará 20,82 MW (*Cuadro 6*). Hasta el momento los trabajos han avanzado en la construcción de vías de acceso y plataformas de conducción a la Central Alazán, Central Dudas, Central San Antonio, casa de máquinas. Actualmente, el avance de la fase de construcción de este proyecto es de 4,87%. Los beneficiarios directos serán los 225.184 habitantes de Cañar, el beneficio indirecto es para todos los ecuatorianos con cobertura de servicio eléctrico. El proyecto podría beneficiar a la zona con la contratación de 180 empleos directos y 650 empleos indirectos, y de hecho será un aporte a la dinamización de la economía local.

Potencia a instalar	21 MW
Localización	Provincia de Cañar, cantón Azogues, con implantaciones en las parroquias Today, Pindilig y Rivera
Monto de la inversión	\$ 51,2 M
Financiamiento	Crédito del Banco de Desarrollo de China por \$ 41,6 M y la diferencia con recursos fiscales
Empresa que ejecuta la obra	China National Electric Engineering CO. LTD.
Calendario	Inicio de operación en enero de 2014
Avance del proyecto (oct. 2012)	4,87%

FUENTE: MINISTERIO COORDINADOR DE SECTORES ESTRATÉGICOS, MINISTERIO DE ELECTRICIDAD Y ENERGÍA RENOVABLE.



Toachi Pilatón

Este proyecto hidroeléctrico está ubicado en la confluencia de las provincias de Pichincha, Santo Domingo de los Tsáchilas y Cotopaxi. Generará 254 MW (*Cuadro 7*) y aportará al sistema nacional interconectado un equivalente a 6,07% de la demanda nacional. En el mes de agosto de este año, avanzaron los trabajos de excavación en la zona de captación Pilatón y de desalojo de material en la presa Toachi; así también la construcción del túnel de descarga en la casa de máquinas Sarapullo. La empresa Inter Rao UES continúa realizando los diseños de turbinas, reguladores de velocidad, equipos hidromecánicos de la captación Pilatón y presa Toachi. Estos trabajos significan un avance total del proyecto de 18%. Beneficiarios indirectos serán los 14'483.499 de habitantes del Ecuador, y de ellos los que cuentan con cobertura de servicio eléctrico. El proyecto generará 1.600 plazas de trabajo, con empleos directos e indirectos. Hasta el momento se han generado 630 plazas de empleo directo, y en la zona se han desarrollado actividades comunitarias apoyadas por las empresas constructoras, como la implementación de huertos familiares y parcelas demostrativas de cultivos, además de asesoría técnica y capacitación pecuaria.

Potencia a instalar	254,4 MW
Localización	Límites de las provincias de Pichincha, Santo Domingo de los Tsáchilas y Cotopaxi, cantones Mejía, Santo Domingo de los Tsáchilas y Sigchos.
Monto de la inversión	\$ 528 M (sin costos de financiamiento)
Financiamiento	El Biess financia \$ 240,5 M, el Gobierno nacional \$ 21,75 M y Roseximbank de Rusia \$ 123,25 M.
Empresa que ejecuta la obra	La empresa China International Water and Electric (CWE) y empresa estatal rusa Inter Rao UES
Calendario	Se prevé su terminación de obra para mayo de 2015.
Avance del proyecto (oct. 2012)	18%
Cubertura demanda	Cubrirá en 5% la demanda de energía del país calculada para el año 2015.

FUENTE: MINISTERIO COORDINADOR DE SECTORES ESTRATÉGICOS, MINISTERIO DE ELECTRICIDAD Y ENERGÍA RENOVABLE.



Quijos

Ubicado en la provincia de Napo, este proyecto hidroeléctrico generará 50 MW (Cuadro 8). Hasta agosto de este año, han avanzado las obras de construcción en las vías de acceso a la casa de máquinas, la toma en el río Papallacta, ventana 1, toma del río Quijos. Por otro lado, se han mantenido reuniones con los líderes comunitarios para socializar el Plan de Desarrollo Humano Integral que beneficiará a los habitantes de las zonas de influencia. El avance global de la fase de construcción es de 9,52%. Los beneficiarios directos serán 103.937 habitantes de la provincia de Napo, donde se encuentra ubicado el proyecto y los indirectos, los ecuatorianos que tienen cobertura de servicio eléctrico. Para la comunidad el beneficio es en mano de obra contratada, que permitiría crear 654 empleos directos y 1.500 empleos indirectos, lo cual contribuirá a dinamizar la economía local y a mejorar las vías. Hasta la fecha se han generado 86 empleos directos y alrededor de 170 empleos indirectos.

Potencia a instalar	50 MW
Localización	Provincia del Napo, cantón Quijos, parroquia Cuyuja
Monto de la inversión	\$115,89 M
Financiamiento	\$ 95,5 M financia el Banco de Desarrollo de China y el resto con recursos fiscales.
Empresa que ejecuta la obra	Empresa china Cenec
Calendario	La obra finalizará en 4 años, para finales de 2015.
Avance del proyecto (oct. 2012)	9,52%
Cubertura de demanda	Cubrirá en 1,5% la demanda de energía del país calculada para el año 2015.

FUENTE: MINISTERIO COORDINADOR DE SECTORES ESTRATÉGICOS, MINISTERIO DE ELECTRICIDAD Y ENERGÍA RENOVABLE.

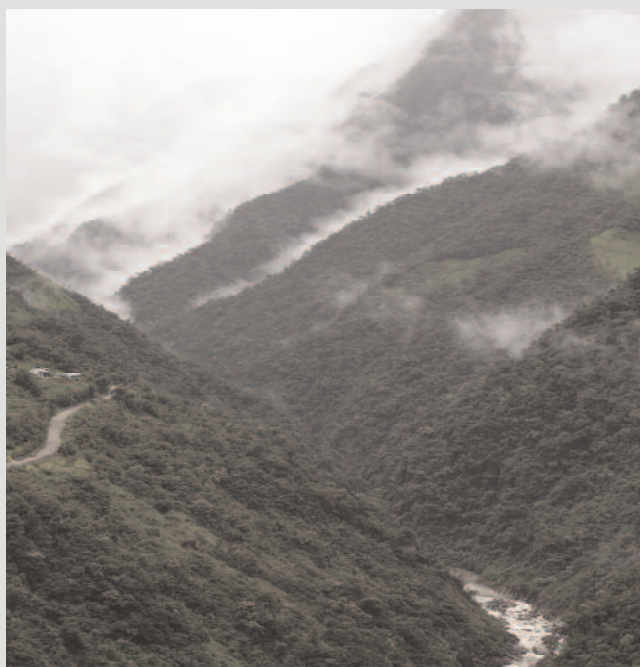


Sopladora

Este proyecto hidroeléctrico está ubicado en la provincia del Azuay, cantón Sevilla de Oro, y la provincia de Morona Santiago, cantón Santiago de Méndez. Busca generar 487 MW (Cuadro 9), lo que lo convierte en el segundo más importante de los proyectos emblemáticos, después de Coca Codo Sinclair. Los trabajos en las principales obras del proyecto avanzaron durante agosto, destacándose la excavación del túnel de desvío, el túnel de acceso a la casa de máquinas, el túnel de excavación de descarga y la vía Guayaquil-Méndez. También se desarrollaron actividades de gestión ambiental. El avance global de la obra es de 22%. Los beneficiarios directos serán 15.184 habitantes correspondientes a los cantones donde se encuentra ubicado el proyecto y los indirectos, los habitantes con cobertura de servicio eléctrico. Los beneficios de la comunidad generados hasta el primer semestre de 2012 han sido 1.748 empleos directos, de los cuales 953 son mano de obra calificada y 795, mano de obra no calificada.

Potencia a instalar	487 MW
Localización	Aguas abajo de la central Paute-Molino en la provincia de Azuay
Monto de la inversión	\$ 735,19 M, sin incluir costos de financiamiento e incluyendo impuestos
Financiamiento	Contrato de crédito con Eximbank de China, que aportará \$ 571 M (85%), mientras que el Estado aportará \$ 100 M (15%).
Empresa que ejecuta la obra	Consortio China Gezhouba Group Company-Foepca S. A.
Calendario	En 2010 se firmó el contrato para la construcción del proyecto que concluirá en el primer trimestre de 2015 y en abril de ese año entrará en operación.
Avance del proyecto (dic. 2012)	22%
Cubertura demanda	Cubrirá en 12,5% la demanda de energía del país calculada para el año 2015.

FUENTE: MINISTERIO COORDINADOR DE SECTORES ESTRATÉGICOS, MINISTERIO DE ELECTRICIDAD Y ENERGÍA RENOVABLE.



EXPANSIÓN DE LA TRANSMISIÓN ELÉCTRICA

La expansión de la generación hidroeléctrica, con las centrales Coca Codo Sinclair y Sopladora, exige un sistema de transmisión de electricidad fortalecido y de gran capacidad, de 500 KV, de doble circuito, como el que Conelec tiene aprobado en el Plan de Expansión de Transmisión, período 2007-2016. Este sistema unirá los centros de carga de Quito y Guayaquil, con subestaciones que estarán ubicadas cerca de esas ciudades, como Pifo y Yaguachi, respectivamente, que se interconectarán con una línea de transmisión de 500 KV, de 300 km de longitud, un circuito, un conductor 4 x 750 ACAR (conductores con alma de conducción de aluminio), cuyo recorrido sería: Pifo (cerca de Quito) - Ambato - Guaranda - Babahoyo - Yaguachi (cerca de Guayaquil).

Por todos estos proyectos y con la finalidad de evacuar esas grandes capacidades de generación hacia el SNI, es que Celec-Transelectric ha estimado que es indispensable que el país cuente con un plan de obras para el sistema de transmisión de 500 KV, para optimizar el uso de los recursos energéticos, existentes y futuros, así como para mejorar la confiabilidad del suministro de potencia y energía en el SNI. En el PME se ha presupuestado un monto de \$ 892,3 millones para hacer efectiva la expansión de la transmisión, entre 2009 y 2020 (Cuadro 2). Hasta 2012 se invertirían \$ 525,34 millones y los \$ 367 millones restantes se ejecutarán desde 2013 a 2020, de acuerdo a la planificación que consta en dicho documento.

LA REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS EN LA DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA

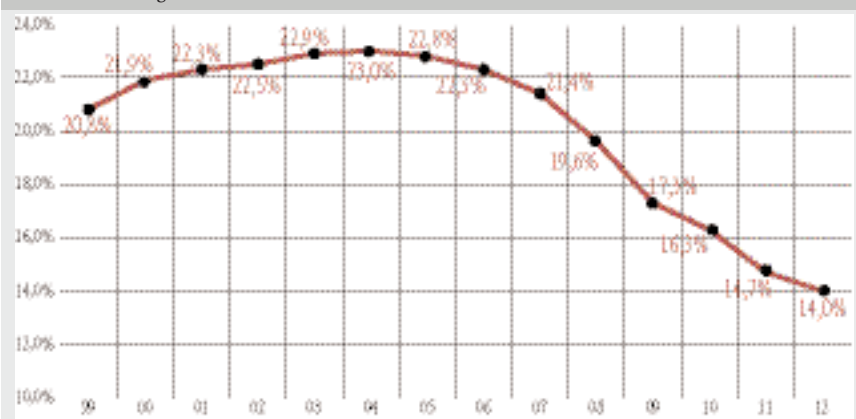
El PME reconoce que la fase de distribución y comercialización de la energía eléctrica parte de una crisis financiera que se origina en una deficiente administración del sistema, con un bajo control de cobros de facturación, con uso ilegal y arbitrario de la energía sin el pago correspondiente,

CUADRO 2
Plan de expansión de transmisión 2009-2020
Presupuesto (miles \$)

Detalle	Valor
Obras del Sistema Nacional de Transmisión (sin obras Mandato 09 ni obras ST 500 KV)	482.779
Obras financieras mediante el Mandato 09 (Fondo de Solidaridad)	45.070
Obras del Sistema de Transmisión de 500 KV	4.438
Total	892.288

FUENTE: CONELEC.

GRÁFICO 3
Pérdidas de energía en los sistemas de distribución



FUENTE: CONSEJO NACIONAL DE ELECTRICIDAD (CONELEC).

con tarifas que no cubren los costos de generación, transmisión y distribución. Esa crisis en el campo de la distribución afecta a todo el sector eléctrico, pues no permite que fluya el pago correspondiente a los generadores de electricidad ni a los transmisores, lo cual desalentó por mucho tiempo las inversiones en generación.

Hay diferencias en el manejo de las distribuidoras: algunas que han mejorado sus niveles de eficiencia con una mejor gestión empresarial, pero otras durante años fueron presas de intereses políticos y particulares, que les restaron eficiencia y capacidad operativa. La pérdida de la energía de las distribuidoras varía de una a otra: en 2008 la Empresa Eléctrica de Manabí tenía pérdidas por 40%, mientras la Eléctrica Quito las tenía de 9,1%. Así mismo, la distribuidora Guayas-Los Ríos tenía pérdidas por 32,8%, mientras la de Azogues tenía pérdidas de 5,4%, según lo reporta el PME. Un análisis realizado para 20 distribuidoras durante 10 años, empezando en 1999, muestra que las pérdi-

das totales de energía subieron hasta alcanzar 22,7% en 2004, pero a partir de 2005 empezaron a bajar. Las distribuidoras Azogues, Quito, Galápagos, Centro Sur y Ambato han tenido los mayores porcentajes de reducción promedio anual, desde 1999. Pero otras, como Esmeraldas, Manabí, Sucumbíos y Guayas-Los Ríos, más bien han subido las pérdidas con un deterioro progresivo de su situación.

Las empresas distribuidoras han tenido también problemas de facturación con índices de recaudación por debajo de 90% e, incluso, bajo 70% como en los casos de Esmeraldas y Bolívar, a diciembre de 2008, la fecha última de la información disponible al respecto.

Por todas esas razones se ha incluido en el PME el Plan Nacional de Control y Reducción de Pérdidas de Energía. La meta de este plan es que las pérdidas no técnicas lleguen a 2%, porcentaje máximo aceptable que deberá mantenerse en el tiempo. El Conelec revisa los avances en la ejecución del

plan para cada distribuidora, de modo de recomendar los ajustes correspondientes. Hasta 2012 las pérdidas se reducirían a 13,9% (Gráfico 3).

PROYECTOS PRIVADOS CON ESTÍMULO ESTATAL

Con el objetivo de cambiar la matriz energética, es decir, modificar la generación de energía que, como ya se dijo, hoy está compuesta por más de 50% de fuentes térmicas, la cual es energía costosa y no renovable, el Gobierno decidió continuar con las iniciativas privadas, algunas de las cuales habían comenzado antes de su período, aunque se suspendieron con el modelo del costo marginal que no aseguraba su rentabilidad. Especialmente, el Gobierno se ha propuesto promover la

inversión privada en áreas donde el Estado tiene menos interés, por ejemplo: energía fotovoltaica, biomasa y biogás, energía geotérmica y mareomotriz.

Con esta finalidad, el 14 de abril de 2011 se dictó la regulación Conelec N° 004-2011, que sustituye la regulación 009-2006, en la cual hay un tratamiento con nuevos precios para generar el interés del inversionista. Actualmente, el costo medio de generación a nivel nacional es de cinco centavos el kWh, pero los precios que se pagarían al inversionista privado son más altos, dependiendo del tipo de energía no convencional que se trate, y tomando en cuenta siempre que dentro del retorno de la inversión hay que incluir el pago del financiamiento del proyecto que es costoso. La regulación 004-

2011 considera que cada tecnología de generación eléctrica tiene sus costos diferenciados, de acuerdo con las distintas características (cuadros 3 y 4). El Estado comprará al inversionista privado toda la generación de esta energía no convencional a precios preferentes, una tarifa vigente por 15 años, para asegurar a los inversionistas la recuperación de la inversión. Otra de las ventajas de estos contratos es la del llamado “despacho preferente”, que consiste en que el Cenace despachará, en primer término, toda la energía eléctrica que las centrales que usan recursos renovables no convencionales entreguen al sistema, hasta el límite de 6% de la potencia instalada y operativa de los generadores del SNI, hasta 279 MW. Para el cálculo del límite se considerarán todas las centrales renovables no convencionales que se acogan a esta regulación, a excepción de las hidroeléctricas menores a 50 MW, las que no tendrán esa limitación. Pasado este valor, debe competir en el mercado por despacho.

Hay empresas que han manifestado interés en estas inversiones. No hay contratos financiados todavía sin certificados de permiso de concesión, por una potencia de 200 MW, más que nada en energía fotovoltaica, sector que se ha desarrollado en los últimos dos años. La crisis europea ha motivado que varias empresas de ese origen busquen entrar en el tema de energía en América Latina. En el campo hidroeléctrico, también hay una buena respuesta ante el incentivo dado por el Gobierno y están construyéndose varios proyectos.

¿Por qué el incentivo a las empresas privadas?

El operador privado tiene agilidad para disponer de recursos y tomar decisiones, lo cual se ajusta a las necesidades del Estado de intentar diversificar las fuentes de energía para garantizar el suministro de electricidad. El soporte es de generación distribuida, muchos puntos de generación no son vulnerables y ayudan a controlar la calidad del servicio.

CUADRO 3

Precios preferentes energía renovable en ctv. de \$/kWh

Centrales	Territorio continental	Territorio insular de Galápagos
Eólicas	9,13	10,04
Fotovoltaicas	40.0344,03	
Biomasa y biogás < 5 MW	11,05	12,16
Biomasa y biogás > 5 MW	9,60	10,56
Geotérmicas	13,21	14,53

FUENTE: CONELEC.

CUADRO 4

Precios preferentes centrales hidroeléctricas hasta 50 MW en ctv. de \$/kWh

Centrales	Precio
Centrales hidroeléctricas hasta 10 MW	7,17
Centrales hidroeléctricas mayores a 10 MW hasta 30 MW	6,88
Centrales hidroeléctricas mayores a 30 MW hasta 50 MW	6,21

FUENTE: CONELEC.

