

PERFIL DE COOPERACIÓN TÉCNICA (CT)

I. DATOS BÁSICOS DEL PROYECTO

País Beneficiario:	Ecuador
Nombre del Proyecto y Número:	Diseño Red Troncal de Transmisión en 500kV (EC-T1149)
Equipo de Proyecto:	Alberto Levy (INE/ENE) Jefe de Equipo; Emilio Sawada (ENE/CPR); Javier Cuervo (INE/ENE); Haydemar Cova (INE/ENE); Duval Llaguno (RND/CEC) y Hyun Jung Lee (LEG/SGO); bajo supervisión de Leandro Alves, Jefe (INE/ENE).
Fecha de la Solicitud:	19 de septiembre de 2008.
Beneficiarios:	Empresa de Generación Hidroeléctrica Coca-Codo Sinclair (CCS); TRANSELECTRIC y Ministerio de Electricidad y Energías Renovables.
Agencia Ejecutora:	Ministerio de Electricidad y Energías Renovables (MEER)
Plan de Financiamiento:	IDB (InfraFondo): US\$1.400.000 Local: US\$ 400.000 Total: US\$1.800.000
Responsabilidad Técnica y Básica:	Alberto Levy (INE/ENE), Jefe del Equipo; Emilio Sawada (ENE/CPR) y Duval Llaguno (RND/CEC).
Incluido en Programa de CT aprobado por el Directorio:	No.
Fechas Tentativa de Aprobación:	Directorio: Diciembre 2008.

II. ANTECEDENTES

- 2.1 El Gobierno de Ecuador (GdeE) solicitó al Banco Interamericano de Desarrollo (BID), el financiamiento de la construcción de una central hidroeléctrica que considera como prioritaria y de alto interés nacional, con el objeto de cubrir en forma adecuada la demanda de potencia y energía en los próximos años, y tener la posibilidad de exportar energía a los países vecinos. El BID respondió a esta solicitud por medio de la preparación de la operación EC-L1066, Proyecto de Generación Hidroeléctrica Coca Codo Sinclair (CCS o el Proyecto).
- 2.2 El GdeE, a través del desaparecido Instituto Ecuatoriano de Electrificación (INECEL), durante los años setenta y ochenta estudió, en buena medida, el potencial hidroeléctrico existente en el Ecuador y las excelentes características hidroeléctricas de la cuenca del Río Napo, especialmente de su tributario, el Río Coca. Se formuló en ese entonces, el inventario energético de la cuenca de los ríos Quijos y Coca, definiendo al aprovechamiento hidroeléctrico "Coca Codo Sinclair" como uno de los proyectos hidroeléctricos más atractivo de esta cuenca y uno de los mejores proyectos de generación eléctrica con los que cuenta el GdeE.
- 2.3 El Inecel contrató un estudio sobre la Factibilidad Técnica y Económica del Proyecto, realizado entre abril de 1990 y junio de 1992, por medio de una Cooperación Técnica (CT) del BID, por un consorcio liderado por Electroconsult de Italia. Actualmente el proceso de ejecución del Proyecto está a cargo del Ministerio de Electricidad y

Energía Renovable (MEER). Los estudios realizados, y sus actualizaciones hechas en 2008 por el mismo consorcio de empresas, se hicieron a nivel de la central, no considerándose la línea de transmisión para evacuar la energía producida.

- 2.4 Otro estudio financiado por el BID, el Estudio de Factibilidad Red de la Transmisión Eléctrica (TC-9911045-EC), fue completado en 2004 por la empresa Consultora *Nippon Koei Co. Ltda.* de Japón. Su objetivo principal fue formular la expansión óptima del sistema de transporte de electricidad al 2015 a fin de mejorar la confiabilidad y garantizar el suministro estable de energía a los centros de consumo. Se analizaron tres planes alternativos basados en la proyección de demanda y los planes de expansión de la generación. Entre las alternativas se incluía una red a 500kV, pero la combinación de flujos eléctricos, distancias y ubicación de los puntos de suministro no justificaron esta opción. Estos planes, sin embargo, no incluían al Proyecto. Dado que el Proyecto puede cubrir más del 50% de la demanda pico del sistema cuando entre en operación, se justifica su inclusión dentro del análisis. La CT financiará la elaboración de estos estudios.
- 2.5 El mapa energético ecuatoriano se está modificando debido al desarrollo de nuevos proyectos de generación hidroeléctrica en el norte y oriente del país, así como por la entrada en operación de una tercera interconexión con Colombia. El objetivo del GdeE es reducir el despacho de generación termoeléctrica en forma significativa, buscando que la generación base e intermedia sea a partir de energías renovables, con el consiguiente impacto en el ambiente y en los costos del servicio. Debido a que la principal carga del país, la ciudad de Guayaquil, se encuentra lejos de la generación, es necesario fortalecer el sistema troncal de transmisión a fin de transportar la energía a donde se requiere, reducir las altas pérdidas de potencia y energía en el sistema, mejorar los bajos perfiles de voltaje, disminuir los elevados requerimientos de compensación capacitiva y riesgo de colapso del sistema nacional por contingencia en líneas.
- 2.6 El GdeE está impulsando el desarrollo de grandes proyectos de generación hidroeléctrica como el Proyecto de 1.500MW de capacidad, el cual entrará en operación entre los años 2013 y 2014. HidroPaute S.A. desarrollará el Proyecto Sopladora de 312MW, previsto para finales de 2011 e inicios de 2012, el cual está ubicado aguas abajo de la Central Molino existente. Adicionalmente, están: Las Minas de 300MW, La Unión de 80MW, Toachi Pilatón de 228MW y Chespi de 167MW en 2012 que forma parte del Complejo Villadora de 1.670MW.

III. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO

- 3.1 Evacuar la potencia de las centrales descritas anteriormente hacia el Sistema Nacional Interconectado (SNI), se requiere contar con un sistema de transmisión de gran capacidad, como el que Transelectric S.A. incluyó en el Plan de Expansión de Transmisión 2008-2017 que entregó al Consejo Nacional de Electricidad (CONELEC) en el mes de diciembre de 2007 para su aprobación. En el mismo se estableció la implementación de un Sistema de Transmisión a 500kV para unir los principales centros de carga de Quito y Guayaquil, mediante subestaciones que estarían ubicadas cerca de estas ciudades, en Pifo y en Yaguachi.
- 3.2 Los estudios realizados determinan que el SNI todavía no tiene la suficiente robustez

para soportar la operación de un sistema de transmisión a 500kV, motivo por el cual, se recomendó que su implementación se lo realice para 2015; sin embargo, debido al ingreso de los diferentes proyectos hidroeléctricos como Sopladora (previsto para 2011), se debe anticipar la construcción del sistema de 500kV asociado a esta generación, cuyo monto aproximado es de US\$364,4 millones, de los cuales cerca de US\$185,4 millones corresponden a subestaciones y los restantes US\$179,0 millones a líneas de transmisión. Esta TC financiará los estudios eléctricos de diseño para implementar este plan.

IV. OBJETIVOS Y COMPONENTES DEL PROGRAMA

- 4.1 **Objetivo.** Apoyar al GdeE en la preparación de un estudio de la expansión de la red de transmisión eléctrica para determinar la configuración óptima que permita, de forma económica y confiable, transportar la energía de los nuevos proyectos de generación a los centros de consumo. Tendrá como resultados la definición del plan de expansión que represente la solución de mínimo costo para la expansión del sistema de transmisión para el período 2009/2018, y los análisis de diseño de la línea CCS-Pifo.
- 4.2 **Componente I: Estudios Eléctricos de la Red Troncal de 500kV.** Tiene como propósito: i) definir la configuración del Sistema de Transmisión de 500kV o similar, que represente la mejor alternativa técnica y económica, que permita optimizar los recursos energéticos disponibles, tanto existentes como futuros, así como la confiabilidad del suministro de potencia y energía en el SNI; y ii) realizar los estudios eléctricos del SNI, incluyendo el Sistema de Transmisión de 500kV, a fin de determinar la configuración, diseños preliminares, equipamiento y especificaciones técnicas de las instalaciones, asociadas al sistema de transmisión troncal. Se estima que el costo de este componente es de US\$900.000.
- 4.3 **Componente II: Estudios de Diseño de la Línea CCS-Pifo.** Tiene como propósito elaborar los estudios de diseño que sirvan como base para licitar las obras. Incluye los estudios de impacto ambiental y social, así como el plan de manejo ambiental y social, estudios eléctricos de sus componentes, topográficos, geológicos y de estructuras, protecciones y diseño de subestaciones. Se estima que el costo de este componente es de US\$900.000.

V. ELEGIBILIDAD Y ADICIONALIDAD

- 5.1 Esta CT no reembolsable es elegible bajo los criterios de elegibilidad establecidos en la sección IV del Documento de Creación del Fondo para Preparación de Proyectos de Infraestructura (InfraFondo) (AB-2453 aprobado por la Asamblea de Gobernadores el 22 de marzo de 2006), en particular bajo el párrafo 2.1 y a las Guías Operativas aprobadas por el Directorio Ejecutivo pues apoyará a las autoridades del MEER a priorizar, evaluar y estructurar el Plan de Expansión de la Transmisión. Se ha verificado que no existen otros fondos disponibles en los tiempos y condiciones que brinda el InfraFondo para el financiamiento de la presente propuesta.

VI. CONSISTENCIA CON LA ESTRATEGIA PAÍS DEL BID

- 6.1 El BID ha definido priorizar el apoyo al sector eléctrico ecuatoriano¹ debido a su alto impacto en la productividad y competitividad del país y por el drenaje de recursos que produce en el sector público por medio de los subsidios que se otorgan a los usuarios. El BID puede apoyar en el mejoramiento de la gestión técnica y la reingeniería empresarial en el sector con el objeto de reducir las pérdidas en el sistema. Recomendamos utilizar el InfraFondo de manera estratégica para propiciar proyectos de inversión.

VII. BENEFICIOS Y RIESGOS

- 7.1 El producto final de la ejecución del primer componente permitirá el GdeE incorporar en la estrategia de inversiones, las medidas necesarias para asegurar la expansión racional de la red de transmisión con miras a garantizar la calidad de servicio al menor costo posible, dentro de las reglamentaciones vigentes del sector eléctrico. La ejecución del segundo componente, al disponer de los análisis de diseño de la línea CCS-Pifo, permitirá completar los estudios asociados al Proyecto, a ser financiados por el BID.
- 7.2 Los resultados de los estudios formarán parte de la información que se suministra a las firmas interesadas en la licitación de los proyectos. Existe el riesgo que los planes de expansión de la generación anunciados no se materialicen y se inicie la construcción de las líneas. Este riesgo se mitiga, sin embargo, por el hecho de que su construcción normalmente demora menos tiempo que la construcción de las centrales, permitiendo la el inicio de la primera al avance de la segunda. Por el otro lado, dado que la optimización se logra con base en el análisis de todo el sistema, el que no se complete una parte del plan podría conllevar a una solución sub-óptima del mismo. Este riesgo se mitiga por medio de un análisis de opciones bajo un conjunto de escenarios que permite obtener soluciones intermedias y realizando las inversiones en etapas.

VIII. COSTO Y FINANCIAMIENTO

- 8.1 El costo de la CT se ha estimado en US\$1.800.000 de los cuales US\$1.400.000 serán financiados por el InfraFondo y US\$400.000 serán recursos de contrapartida aportados en efectivo como parte del costo de las consultorías.

Presupuesto Resumido			
Rubro	InfraFondo BID	Contraparte	Total
Consultoría	1.400.000	400.000	1.800.000
Honorarios	1.200.000	400.000	1.600.000
Pasajes y Viáticos	200.000	-0-	200.000

IX. MONITOREO Y EVALUACIÓN

- 9.1 En coordinación con el MEER, CCS y Transelectric, el BID estará a cargo de la evaluación y monitoreo, y será responsable de la provisión de supervisión técnica para los estudios financiados por esta operación. Las firmas consultoras suministrarán

¹ Estrategia del BID con Ecuador (GN-2490). Octubre de 2008.

informes de avance de acuerdo con el cronograma previsto en los términos de referencia. El Equipo de Consultores preparará un informe del Proyecto y suministrará una copia al BID previo al último desembolso.


X. ASPECTOS SOCIALES Y AMBIENTALES


- 10.1 La presente CT no tiene impactos ambientales o sociales por tratarse de la elaboración de estudios que prioricen, evalúen y estructuren proyectos de infraestructura. Teniendo en cuenta la Política de Medio Ambiente y Cumplimiento de Salvaguardas (OP-703), la naturaleza y objetivos de la CT y sus impactos y riesgos ambientales y socioculturales, se recomienda que esta operación sea Categoría "C".

XI. PLAN DE ACCIÓN

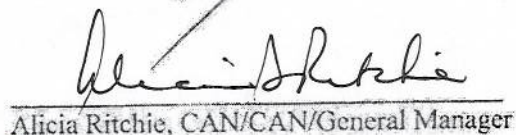
- 11.1 El procesamiento de la operación por la División de Energía (INE/ENE) se hará en un máximo de dos meses, contados a partir de la recepción de la elegibilidad del donante, lo cual incluye la preparación del Plan de Operaciones y el Marco Lógico, el presupuesto final detallado, junto con el marco lógico del Proyecto y la versión final del presupuesto detallado, el Plan de Adquisiciones, así como Términos de Referencia indicativos de los servicios de consultoría requeridos. Se estima que a partir de la aprobación de la CT se inicie la licitación de la línea CCS-Pifo como parte de las inversiones requeridas por el Proyecto, donde se espera que el BID participe en su financiamiento.

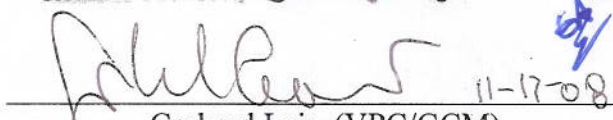
XII. APROBACIÓN


Leandro F. Alves, INE/ENE/CHF


Carlos Melo, Representante CAN/CEC


Roberto Vellutini, INE/ENE/Manager


Alicia Ritchie, CAN/CAN/General Manager


Gerhard Lair, (VPC/GCM)
Coordinador del InfraFondo