

JUSTIFICACION TECNICO-ECONOMICA DEL PROYECTO CENTRO DE CONTROL DE GENERACION DE PAUTE

Dr. Jesús Játiva Ibarra
ESCUELA POLITECNICA NACIONAL

Ing. Julio Gómez Coba Ing. Eduardo Cazco Castell
INSTITUTO ECUATORIANO DE ELECTRIFICACION

RESUMEN

Dentro de la supervisión y control del Sistema Nacional Interconectado (SNI) se encuentra la Central Hidroeléctrica Paute, que debido a su complejidad e importancia, por su estructura y número de unidades, se le asignarán funciones operativas descentralizadas del Sistema de Supervisión y Control (SSC). Para conseguir lo señalado se instalará un sistema computacional local denominado Centro de Control de Generación de Paute (CCG-Paute).

Al momento la central Paute no dispone de equipos o funciones que permitan tener una visión completa del estado de la operación en todo momento, imposibilitando conseguir un incremento en la seguridad, calidad y economía de la operación de la central. El CCG-Paute está concebido para cumplir con las funciones operativas: Supervisión, Control, Reporte y Producción Energética.

Los beneficios considerados en el presente análisis son: Mejoramiento de la operación hidroenergética de la central Molino, reducción del error de tiempo y de las desviaciones de frecuencia, reducción de las salidas forzadas de unidades de las fases A, B y C; y, reducción del impacto de las interrupciones de servicio al SNI por salidas forzadas de la central Molino.

Se ha estimado un rango del costo total de la implantación, funcionamiento y mantenimiento del CCG-Paute a enero de 1997. Este monto resulta de la adición de las inversiones requeridas para la implantación del CCG-Paute más los gastos anuales de operación y mantenimiento durante toda la vida útil del proyecto.

La evaluación económica del Proyecto CCG-Paute se realiza mediante el cálculo de la Relación Beneficio/Costo y la Tasa Interna de Retorno (TIR).

ABSTRACT

The Paute Hydroelectric Central is located within the SNI control and supervision, which due to its complexity and importance, structure and number of units has been assigned decentralized operative functions from SSC. To obtain such features, a local computational system denominated CCG-Paute will be installed.

At the present time the Paute Central has neither equipment nor functions that allow to obtain an overall vision of the whole operation state at every moment, avoiding to get an increment of security, quality and economy on the Paute operation. CCG-Paute has been conceived to develop the following operative functions: Supervision, Control, Report and Energy Production.

For the economic analysis the considered benefits are: Improvement on hydro energetic operation of the Molino

Central, reduction on time error and frequency deviations, reduction on forced trips of phases A, B and C units, and reduction of energy cuts impact to SNI due to Molino central forced separation.

A range of total cost for CCG-Paute implementation, performance and maintenance at January 1997 has been estimated. This amount comes from adding the required implementation inversions, operation and maintenance expenses during the total project useful life.

The CCG-Paute economic evaluation is made through calculation of the Benefit/Cost Ratio and the Internal Rate of Return.

I. INTRODUCCION

La operación de sistemas eléctricos de potencia está caracterizada por tres objetivos esenciales para el suministro de la energía eléctrica: seguridad, calidad y economía. Para la consecución de estos objetivos, es indispensable incorporar al sistema eléctrico, medios de adquisición, procesamiento y control automáticos.

INECEL ha definido una estructura jerárquica de centros de control de dos niveles, para operar en forma eficiente las instalaciones de generación, transmisión, subtransmisión y distribución, que en su conjunto conforman el SNI.

En la figura 1 se describen los niveles jerárquicos de supervisión y control definidos para el SNI, destacándose el CCG-Paute como parte constitutiva del CNCE y dos centros de control de área: de Quito y de Guayaquil.

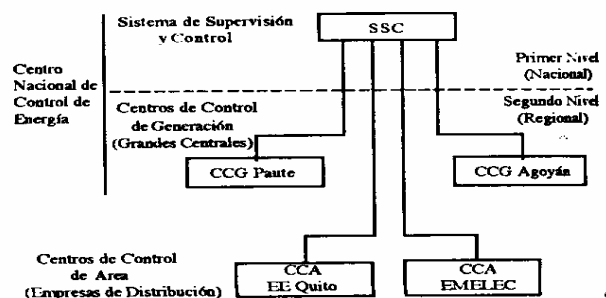


Fig. 1 Estructura de Centros de Control SNI

La central Molino (primera etapa del complejo Paute) cuya capacidad total es de 1075 MW, se proyectó para ser desarrollada en tres fases, de las cuales las fases A y B se hallan en operación desde 1983 y la fase C entró a operar en 1992. Un detalle de la central Molino y la

Subestación Paute se indica en la figura 2.

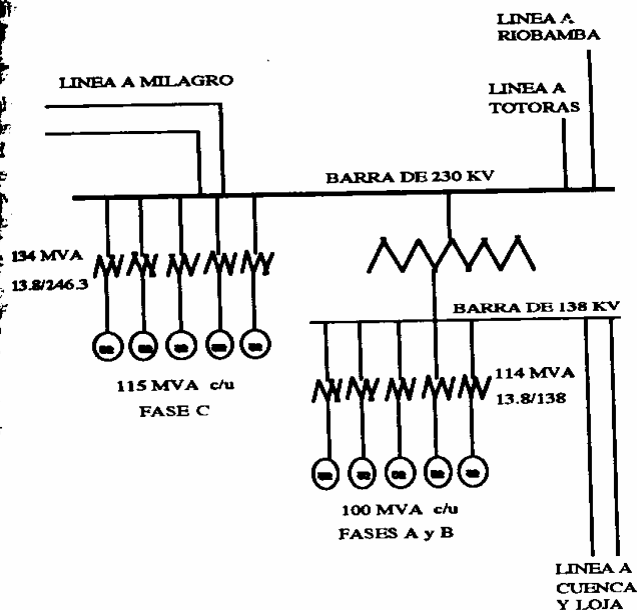


Fig. 2 Detalle de la Central Molino y la Subestación Paute

II. JUSTIFICACION TECNICA

II.1 Operación Actual de la Central

La operación de la central Molino consta de tres niveles de decisión: subestación, casa de máquinas y embalse. La adquisición de información necesaria para la supervisión de la central es efectuada por el operador, quien dispone en el tablero duplex de las mediciones requeridas. Esta información es tomada en intervalos de tiempo, que dependiendo de la carga del sistema varían entre 15 y 30 minutos, para ser enviada a Despacho Nacional de Carga.

La supervisión y control de las unidades para cumplir con las funciones de arranque, parada, sincronización, variación de carga y voltaje de las unidades se hace ya sea desde el panel denominado tablero de control de unidad (modo local) o desde el tablero duplex ubicado en la sala de control (modo remoto). El control de frecuencia de todo el sistema nacional se realiza manualmente.

La generación de la central Molino se establece diariamente en base a la planificación operativa integral, la misma que define la participación de esta central hora a hora para cubrir la demanda nacional. El requerimiento diario de generación es transmitido vía telefónica (PLC) desde el Centro de Despacho de Carga (ubicado en las oficinas de la DOSNI en Quito) y anotado por el operador de la subestación. Con estos datos de generación el operador dispone la entrada en línea de las unidades que sean necesarias, repartiendo por igual la carga en cada una de las unidades que se encuentren en paralelo.

Para corregir las desviaciones de frecuencia del sistema, el operador mediante inspección visual a un frecuencímetro analógico sube o baja manualmente la generación, tratando de hacerlo por igual en todas las unidades, cada determinado tiempo (aproximadamente en períodos de 5 minutos). Las manijas de control para subir o bajar generación se encuentran en los paneles duplex, uno para cada unidad, por lo que el operador debe recorrer toda la sala de control para ejecutar un ciclo de control de frecuencia.

Las continuas subidas y bajadas de generación hasta alcanzar una aproximación cercana a la frecuencia deseada, produce el consiguiente incremento de esfuerzos sobre las máquinas, incremento de períodos de mantenimiento, y disminución de vida útil. Adicionalmente, este tipo de control de frecuencia degrada de manera sustancial la calidad de servicio a nivel nacional.

El control sobre elementos de interrupción de la central y la subestación se efectúa de común acuerdo con Despacho Nacional. La operación de la central comprende: el seguimiento de carga y las maniobras en la subestación, para lo cual se dispone de dos operadores.

La operación en la casa de máquinas comprende la puesta en operación de unidades, supervisión, control y toma de datos de todos los equipos eléctricos y mecánicos de las unidades. Para estas labores se cuenta con tres operadores y un supervisor.

El manejo del embalse comprende la operación de compuertas, desagües de fondo, toma de datos de niveles de embalse y de equipos mecánicos y eléctricos de la represa. Esta labor es realizada por un operador.

El arranque de una unidad es ordenado por el operador de la subestación al supervisor de casa de máquinas, quien a su vez con tres ayudantes realiza el proceso de arranque hasta alcanzar precondiciones para la entrada en paralelo (velocidad, voltaje, presiones, sistema de enfriamiento, etc.). Todo este proceso toma entre 10 y 15 minutos.

Cabe destacarse que el operador de la subestación desconoce totalmente el estado en que se encuentra la unidad en su proceso de arranque, con excepción de algunas alarmas, por lo que en ese intervalo no puede proporcionar información al resto del sistema. Esta situación de incertidumbre, particularmente cuando por alguna causa existe demora en el proceso de arranque, ha ocasionado la entrada en operación de otras centrales, que luego tienen que ser retiradas de línea con los consiguientes costos. Esta falta de supervisión ha llevado al sistema a condiciones de emergencia cuando no se ha conseguido entrar en paralelo con la unidad.

Para la salida de operación de las unidades, el operador de la subestación solicita a Despacho de Carga la respectiva autorización, cuando las máquinas han alcanzado un límite mínimo recomendado, normalmente 40 a 50 MW. Debe indicarse que no se dispone de funciones que permitan distribuir la generación activa y reactiva de manera óptima entre las unidades, a fin de incrementar la producción de la central, siendo al momento completamente manual y totalmente dependiente de la habilidad y experiencia del operador de turno.

Actualmente no existe supervisión de la corriente de estator y del sistema de excitación. El operador debe guiarse por las curvas de capacidad de la unidad y detectar el funcionamiento fuera de rango cuando se ha alcanzado la temperatura de actuación de las correspondientes alarmas, con lo cual se pasa a una condición emergente y se pone en peligro la seguridad de todo el sistema.

En relación a la operación del embalse, el cálculo de flujos de agua se realiza mediante la ecuación de balance en el reservorio, tomando como datos las aperturas de compuertas de vertederos, lecturas de niveles de embalse, estimación de caudales afluentes y estimación del caudal utilizado en generación. El nivel del embalse se mide cada hora y se calcula el caudal afluente. Estos datos se informa al operador de la subestación vía radio, únicamente para registro en la bitácora de operación. Cuando se producen crecidas, el operador del embalse abre las compuertas del vertedero de acuerdo a reglas establecidas.

En resumen, la central Molino no dispone de equipos o funciones que permitan tener una visión completa del estado de la operación en todo momento, imposibilitando obtener un incremento en la seguridad, calidad y economía de la operación de la central. El modo de operación utilizado es eminentemente correctivo y no predictivo, pues debido a que no se dispone de herramientas de análisis y simulación que permitan al operador tomar medidas preventivas o simular el efecto de una operación previa. Es al momento casi imposible minimizar los potenciales errores que conducen a la central y al sistema a una condición anormal.

Debido a la falta de supervisión de los equipos de la central, la mayoría de los problemas operativos se detectan cuando éstos ocurren y la central ya ha pasado a un estado de emergencia.

Cuando se producen condiciones internas que provocan la salida de unidades, generalmente no es fácil establecer un diagnóstico de la causa que produjo esta situación, por carecer de los medios que permitan una rápida identificación del problema, imposibilitando una rápida restauración del sistema. En estos casos se produce un período de incertidumbre durante el cual el operador de la subestación desconoce el estado de las máquinas, lo que provoca errores de operación en el resto del sistema nacional, tal como la entrada de generación adicional para retornar a condiciones normales.

En la mayoría de los eventos de falla, las unidades de la central se van al paro total, lo cual implica interrupción de servicio al SNI por un tiempo aproximado de 1 hora, hasta que nuevamente vuelva a entrar en paralelo, en caso de ser posible. La sincronización de una nueva unidad, si existiese disponibilidad, toma un tiempo no menor a los 15 minutos.

II.1.2 Operación de la Central Paute con el SSC

El Sistema de Supervisión y Control ha previsto para la central Molino mediciones de potencia activa y reactiva; y, controles de subida/bajada de potencia activa y reactiva en cada unidad.

Estos limitados recursos, adicionales a los existentes, permitirán conseguir la supervisión y control integral de la central, indispensables para lograr la seguridad en la operación e incremento de su producción.

Concretamente, la operación de la central Molino, en lo referente a la operación normal y emergente, no experimentará sustanciales modificaciones en relación a la operación actual, pues el SSC no incorporará funciones que permitan cambiar la modalidad de operación correctiva a una modalidad de operación previsiva y optimizada del conjunto embalse-central de generación.

El control de frecuencia continuará similar al procedimiento actual; es decir, completamente manual y dependiente de la experiencia y habilidad del operador.

II.1.3 Beneficios a Obtenerse con la Entrada del CCG

Los beneficios más importantes que se espera obtener con la entrada del CCG son los siguientes:

- Operación integral optimizada del conjunto embalse-central de generación, que redundará en un incremento en su producción.
- Incremento en la confiabilidad y seguridad de la operación de la central, mediante la incorporación de funciones que permitan evaluar las acciones del operador antes de su ejecución.
- Rápida recuperación de la central cuando se han alcanzado condiciones de emergencia, mediante la incorporación de funciones de supervisión y control de los equipos eléctricos y mecánicos.
- Incremento de la vida útil de los equipos y reducción de los requerimientos de mantenimiento, mediante la supervisión de límites de operación.
- Mejoramiento de la calidad de servicio con la incorporación del control automático de generación, que redundará en beneficio de todos los usuarios del Ecuador.

II.2 Funciones Operativas del CCG

El Centro de Control de Generación de Paute está concebido para cumplir con las siguientes funciones:

II.2.1 Supervisión

El propósito de esta función es proporcionar al operador la información concerniente al estado operativo de cada equipo constitutivo del complejo Paute. Inicialmente las denominadas fases A, B y C. Las fuentes de información son: tubería, turbina, generador, equipo auxiliar y subestación. El tipo de información a recolectarse contempla valores analógicos, de estado, digitales y de energía.

La información adquirida será permanentemente comparada con límites operativos previamente establecidos, a fin de alertar al operador de la violación de cualquier restricción. Parte importante de esta función

constituye el procesamiento de alarmas, tal que permita al operador, una adecuada identificación y solución a los eventos que pueden ocurrir en la operación de la planta.

2.2 Control

El grupo de funciones de control incluye lo siguiente:

Arranque y Parada de Unidades de Generación

El operador del CCG podrá iniciar el arranque o parada de todas y cada una de las unidades de generación de la Central Molino.

La secuencia de arranque o parada será llevada a cabo mediante los propios sistemas y equipos localizados en la Central, es decir el CCG actuará sobre estos sistemas a través de una interfase. Para la parada de unidades de generación será posible seleccionar desde el CCG, una de tres diferentes secuencias: normal, parcial, o emergencia.

Control Manual de Incremento/Disminución

El control de incremento/disminución, también denominado de regulación manual, permite al operador del CCG aumentar o disminuir la potencia de salida de generación de cada unidad seleccionada bajo control manual. La variación de potencia puede ser de potencia activa o de reactiva.

Este tipo de control también se aplicará para variar las posiciones de las compuertas del reservorio.

c. Control de Punto de Referencia de Potencia

El control de punto de referencia de potencia "set point control", es la posibilidad que tiene el operador del CCG de ingresar, sea manual o automática, un valor deseado de potencia activa o reactiva, al cual llegarán en cierto tiempo, las unidades de generación seleccionadas.

d. Control Automático de Generación (AGC)

El objetivo de contar con la función de control automático de generación en el CCG es la de llevar a cabo el control automático de frecuencia del SNI.

En general, el problema de control de generación de potencia activa (MW) puede ser dividido en dos componentes, una componente de regulación y una componente de seguimiento de carga. La componente de regulación es aquella necesaria para atender las rápidas fluctuaciones de carga. La componente de seguimiento de carga atenderá el ajuste de generación para seguir las tendencias lentas de cambio de carga.

La filosofía de control de generación de INECEL a nivel nacional, es delegar el control de regulación directamente a las unidades hidráulicas y dejar que el SSC lleve a cabo el control de seguimiento de carga para las unidades térmicas e hidráulicas.

En las centrales, el control de regulación primaria será efectuado por los reguladores en respuesta a los cambios de velocidad, además y específicamente en Paute, a través del CCG, se efectuará el control secundario o de

frecuencia para todo el SNI, basado en la desviación de frecuencia respecto a la frecuencia programada, con la cual se calculará los valores de participación de las unidades bajo el AGC. Dependiendo de los tiempos de respuesta del sistema de generación, el proceso deberá completarse en el rango de 5 segundos.

Para el seguimiento de carga, el SSC a intervalos periódicos (10 minutos) asignará los requerimientos de carga a la Central Paute y a otras unidades de generación del SNI. La asignación global recibida en Paute será distribuída y ejecutada a través del proceso de regulación secundaria.

e. Control de Apertura/Cierre

El operador del CCG Paute estará en capacidad de abrir o cerrar todos los interruptores asociados a las subestaciones de generación de Paute y los correspondientes de las unidades de generación. La operación de interruptores de las subestaciones, estará siempre condicionada a las instrucciones emitidas desde el SSC, desde donde existirá el control primario de los mismos.

Este tipo de control, también se aplicará para la administración del recurso hidráulico almacenado en la represa Amaluza.

II.2.3 Reporte

Los reportes de operación del Paute serán requeridos por el personal técnico y administrativo de INECEL. En el sistema del CCG será posible la obtención de reportes a diversos niveles de detalle.

II.2.4 Planeamiento Energético

El propósito de esta función es ayudar en las tareas de planeamiento y optimización de los recursos hidráulicos de Paute mediante el análisis de: Cálculo de volúmenes de agua en reservorios, pérdida netas en tubería, cálculo de descargas, y programación de unidades

II.3 Relación con el Centro Nacional de Control

Desde el punto de vista de operación del sistema, el CCG actuará en forma descentralizada para el cumplimiento de los requerimientos establecidos por el SSC. El SSC enviará al CCG las siguientes instrucciones operativas:

- Generación deseada de potencias activa y reactiva
- Márgen de reserva en giro
- Frecuencia programada
- Factor de polarización de frecuencia (Frequency Bias)

Por su lado, el CCG deberá enviar al SSC información periódica concerniente a:

- Condiciones operativas de generadores: voltajes, potencias, energías y alarmas importantes.
- Capacidad de regulación y disponibilidad de unidades.
- Información hidrológica del embalse.
- Condiciones operativas de la subestación de 230 KV, cuando no esté siendo supervisada desde el SSC.

II.4 Requerimientos de Equipamiento para el CCG

Los requerimientos funcionales y dimensionamiento básico del equipamiento (hardware) y de los programas (software) del CCG se describen a continuación.

II.4.1 Sistema de Computación

El sistema de computación para el CCG tendrá una configuración redundante y de arquitectura abierta, para satisfacer los niveles de disponibilidad, confiabilidad y mantenibilidad que requieren sus funciones operativas. La configuración del sistema de computación estará en posibilidad de ejecutar simultáneamente las siguientes tareas:

- Funciones críticas para operación en línea: supervisión, control, comunicaciones computador-computador, interfase hombre-máquina, y reporte.
- Funciones fuera de línea: producción energética de Paute.
- Desarrollo y mantenimiento de programas fuera de línea.

El sistema debe disponer de las capacidades de expandibilidad y de reserva suficientes para permitir las ampliaciones que se darán en Paute, durante el período de vida útil del CCG.

El software básico y de aplicación necesarios para: la administración del sistema de computación, la supervisión y control de la central Molino y la comunicación con el SSC, son partes integrantes del sistema de computación.

El software considera programas como base de datos, de adquisición de datos, de despliegues, de control de generación, de planeamiento operativo, de reporte, etc.

II.4.2 Interfase Hombre-Máquina

La comunicación entre el operador del CCG y los elementos de la central, se efectuará a través de los despliegues presentados en pantallas de video, seleccionados mediante la utilización de procedimientos interactivos.

Se incluirán diferentes tipos de despliegues: unifilares, curvas, tabulares, de procesamiento de eventos, de mantenimiento de datos, de funciones de aplicación, etc.

El equipamiento de la interfase hombre-máquina del CCG, para las labores de operación, mantenimiento y entrenamiento, contempla lo siguiente:

a. Consolas de Control

- Dos consolas operativas idénticas dedicadas a la supervisión y control de la Central Paute, cada una equipada con: dos unidades de despliegue visual a colores. "full graphics" de alta resolución, teclado alfanumérico, teclado funcional y ratón.
- Dos impresores operacionales
- Una unidad de copiado

b. Consola de Mantenimiento - Demostración-Entrenamiento

- Una consola de características similares a las de control y consistente de: dos VDU, teclados alfanumérico, funcional y ratón.
- Un impresor operacional
- Un impresor de línea
- Una unidad de copiado

c. Terminales de Programación

Para el desarrollo y mantenimiento de programas se instalarán dos terminales de programación que tendrán acceso a la base de datos de estudio del sistema de control y a la ejecución de tareas computacionales fuera de línea.

II.4.3 Unidades Terminales Remotas

La adquisición de datos y el procesamiento de las señales de control provenientes del sistema central del CCG, se efectuará a través de las unidades terminales remotas (UTRs). Las UTRs, basadas en microprocesadores, estarán diseñadas para cumplir las siguientes funciones:

- Adquisición de datos de las unidades de generación y equipo de la Central Paute, su organización y transmisión al sistema central del CCG.
- Procesar comandos iniciados en las consolas operativas.
- Realizar la interfase con el equipo de control de las unidades de generación para arranque, parada, control de generación de potencias activa y reactiva y otros controles especiales.
- Se estudia la inclusión de la función de registro secuencial de eventos.

Parte importante del equipamiento de interfase entre las UTRs y el sistema eléctrico, constituyen los transductores, relés de interposición, material de alambrado y equipo complementario necesario.

II.4.4 Sistema de Comunicaciones

Internamente, el esquema de comunicaciones previsto es de tipo radial, redundante y utilizará como medio la fibra óptica para enlazar las UTRs de los generadores con el sistema central y de hilo telefónico para la UTR de la represa. En el ámbito externo se contará con enlaces dedicados de comunicaciones vía PLC.

El sistema de comunicaciones permitirá el siguiente tráfico de información:

- Comunicaciones de datos entre el CCG y el SSC.
- Comunicaciones de datos entre el CCG y las UTRs.
- Comunicaciones de datos entre el CCG y un futuro sistema local de supervisión hidrológica.
- Telefonía con el SSC y otras estaciones del SNI.
- Telefonía local.
- Servicio de telefax con el SSC.

II.4.5 Edificio y Sistemas Auxiliares

El edificio de control de la subestación Molino con las ampliaciones que sean necesarias servirá para alojar el equipamiento central, sistemas auxiliares y de servicio del CCG.

II.4.6 Requerimientos de Desempeño y Comportamiento

Los requerimientos cuantitativos de desempeño y comportamiento del sistema integrado de control son aspectos fundamentales para la implantación, recepción y operación del CCG. Las características más relevantes a considerar son:

- Capacidad, reservas y expandibilidad de los sistemas componentes del CCG.
- Tiempos de respuesta medios y máximos de adquisición de datos, de acciones de control, de programas de aplicación y de presentación al operador.
- Precisión y confiabilidad del sistema de adquisición de datos.
- Requerimientos de disponibilidad, en términos de tiempo máximo aceptable por año que el sistema estará fuera de servicio.
- Requerimientos de mantenibilidad, de tal forma que el personal nacional sea capaz de identificar y corregir la mayoría de fallas del sistema de control en tiempos especificados, así como de desarrollar las modificaciones y expansiones necesarias. Los requerimientos de mantenibilidad tienen relación directa con el entrenamiento de personal, documentación para operación y mantenimiento, dimensionamiento del equipo de prueba y del stock de repuestos.

III. JUSTIFICACION ECONOMICA

III.1 Aspectos de Base para el Cálculo

Los factores considerados contemplan tanto la inversión requerida como los beneficios esperados de la implantación del CCG. El objetivo es calcular la relación Beneficio/Costo y la Tasa Interna de Retorno (TIR) del proyecto.

III.2 Presupuesto de Inversión

La evaluación económica se ha realizado considerando un rango de alternativas de presupuestos estimado entre 3 y 4 millones de US dólares, llevados a valor presente a enero 1997, correspondientes a los rubros de Ingeniería y Administración, Costos Directos e Imprevistos Generales.

III.3 Beneficios

IEE, Vol. 14, 1993

Los principales beneficios económicos esperados con la implantación del proyecto CCG se indican a continuación.

III.3.1 Mejoramiento de la Operación Hidroenergética de la Central Molino

- a. La distribución de la generación en bloque entre las diferentes unidades será realizada por el CCG utilizando la característica de eficiencia real de las turbinas hidráulicas. Las consideraciones para conseguir una mayor eficiencia deben incluir el conocimiento de estado de todos los elementos de cada unidad, esto es: componentes mecánicos, eléctricos, y de control.

La función de predespacho de carga estará encargada de poner en línea el número óptimo de unidades para satisfacer la demanda tomando en cuenta el porcentaje de reserva rodante asignado a la central Molino.

La administración del embalse podrá ser mejorada con la implantación de mecanismos automáticos de medición y supervisión del estado del embalse. Además, esta información será procesada por funciones de predicción de caudales que permitirá una mejor utilización de los recursos hidrológicos.

La sustentación principal para el mejoramiento de la operación hidroenergética de la central Molino puede obtenerse de las estadísticas de la energía afluente a la central y de la energía generada, las mismas que dejan un margen de energía no utilizada bastante apreciable, con un promedio anual de 42% en 7 años de operación.

De acuerdo con los beneficios descritos, se considera un porcentaje de mejoramiento en la operación hidroenergética de la central Molino entre el 0.05 y 1% de la energía firme anual de la central, a fin de no sobreestimar los beneficios.

- b. Las previsiones de energía eléctrica para la central Molino han sido tomadas del Plan Maestro de Electrificación de 1985 y extendidas al año 2011.
- c. Dado que el mejoramiento de la operación de la central permitirá una mayor entrega de energía durante horas fuera del pico, el reemplazo que se ha utilizado para el cálculo del ahorro potencial de combustible es la clase energética más baja. De esta manera los beneficios esperados se han calculado en base al combustible Bunker, que tiene un precio de US\$ 18/barril y un rendimiento de 14KWH/galón. Beneficios adicionales pueden obtenerse si se considera que el reemplazo requiere de algunas unidades a diesel.
- d. Los ahorros anuales en el consumo de combustibles, durante la vida útil del proyecto, han sido llevados a valor presente a enero de 1997.
- e. Un resumen de los beneficios económicos por año, debidos al mejoramiento hidroenergético de la central Molino, se presentan en la siguiente tabla:

Energía Firme Anual Central Molino	Mejora miento		Ahorro Poten. de Combust. Reemplazo Bunker (US\$18/Barril 14KWH/Gal)	
			[Miles de US	Dólares]
[GWH]	0.5%	1%	0.5%	1%
2356	11.78	23.56	360.61	721.22

III.3.2 Reducción del Error de Tiempo y de las Desviaciones de Frecuencia del Sistema

- a. Cuando el reloj de la central, alimentado con la frecuencia del sistema, funciona más lento existe una reducción de la demanda facturable. La pérdida de potencia esta relacionada con la sensibilidad de la carga a variaciones de frecuencia.

Las desviaciones de frecuencia producidas por el desbalance entre generación y demanda, provocan un error de tiempo que hacen que el tiempo del sistema se atrase o adelante. Es típico que el tiempo del sistema corra más lento durante periodos de carga alta y más rápido durante carga baja.

Claramente estas desviaciones de frecuencia y los consecuentes errores de tiempo pudieran ser evitados si se mantuviera la frecuencia en el valor programado durante los periodos de carga alta. Con la implantación del CCG, principalmente de la función AGC, se espera una reducción del error de frecuencia en al menos 100%.

- b. La experiencia de la supervisión y control manual de la frecuencia en el SNI indican una fuerte presencia del error de tiempo. Debido a la falta de estadísticas y al deseo de mantener índices conservadores en los beneficios potenciales se asume una desviación promedio de 0.1Hz durante 12 horas al día y en 6 meses del año para los cálculos de la energía no vendida.
- c. El amortiguamiento de la carga está estimada en el rango del 1 al 2 por ciento de variación de la carga por 1 por ciento de variación de la frecuencia. Valores altos de esta característica corresponden a sistemas altamente industriales, mientras que valores bajos a sistemas con poca carga industrial. Para el presente cálculo se ha tomado el valor de 1%, que podría ser un estimado inferior para el amortiguamiento de la carga del SNI.
- d. La demanda media anual de 800MW del SNI ha sido utilizada para el cálculo de la energía no vendida. El costo de la energía ha sido llevada a la referencia del usuario con un valor de US\$ 0.06/KWH.
- e. Un resumen de los beneficios económicos por año, debidos a la reducción del error de tiempo del sistema, se presentan en la tabla siguiente.

III.3.3 Reducción de las Salidas Forzadas de Unidades de la Central Molino

- a. Las estadísticas de la operación de la central Molino indican que hay salidas de servicio de unidades

adicionales a las programadas para mantenimiento. Estas salidas forzadas reducen la capacidad de la central durante horas de carga alta, por cuanto no hay la disponibilidad suficiente de unidades para satisfacer la demanda durante horas pico.

El CCG proveerá los medios automáticos para realizar una supervisión más adecuada de los componentes de las unidades. El procesamiento automático de alarmas y la correspondiente identificación de fallas permitirán un mantenimiento preventivo más eficiente. Este procedimiento aumentará la disponibilidad de unidades durante mayor número de horas.

Demanda Promedio del SNI	Caract. de la Carga	Desv. Prom. de Frec.	Pérdida Prom. de Potencia No Vendida	Energía No Vend. Períodos de Baja Frec. 12H/Día 6M/Año	Costo Energía No Vend. (US\$ 0.06/KWH)	Beneficio Potencial
[MW]	[%MW /%Hz]	[Hz]	[MW]	[MWH]	[Miles de US\$]	[Miles de US\$]
800	1	0.1	1.33	2880	173	173

- b. En el cálculo del ahorro potencial proveniente de la reducción de salidas forzadas se ha considerado el valor promedio de 360 horas por año para las 10 unidades de las fases A, B y C. Este número ha sido obtenido a partir de las estadísticas del "Informe de Resultados de Operación del SNI, Período 1984-1991".
- c. La indisponibilidad de unidades durante horas de carga alta tiene que ser reemplazada con unidades a bunker y diesel. El beneficio potencial ha sido calculado considerando únicamente como si todo el combustible de reemplazo fuera Bunker a un costo de US\$ 18/barril y con rendimiento promedio de 14KWH/galón.
- d. El factor de utilización de las unidades de la central Molino ha sido estimada en 0.75, durante la vida útil del CCG. Con este valor se calcula la energía promedio no generada debido a salidas forzadas de unidades.
- e. Con la implantación del CCG se estima una reducción de salidas forzadas en el rango del 25 al 50%, cuyo impacto ha sido calculado como ahorro de combustible.
- f. Un resumen de los beneficios económicos por año, debidos a la reducción de las salidas forzadas de unidades de la central Molino, se presentan en la tabla siguiente:

Salidas Forzadas Promedio de Unidades	Energía No Gen. (Factor de Util: 0.75)	Costo de Reemplazo con Bunker (US\$18/Barril 14KWH/Gal)	Ahorro al Reducir el Costo en un Por	Potencial el Impacto Reempl. centaje de
[Horas]	[MWH]	[Miles US\$]	25%	50%
			[Miles US\$]	[Miles US\$]
360	27000	826.53	206.63	413.27

1.3.4 Reducción de las Interrupciones de Servicio en el SNI Debidas a la Central Molino

El análisis de la información estadística de las interrupciones de servicio en el SNI provocadas por la central Molino, correspondientes al período 1984-1991, indica un comportamiento típico de fallas versus vida útil (bath tube curve) del proyecto. Así, al inicio de la instalación se tiene un número alto de fallas para luego decrecer a un mínimo en el lecho de la curva, al término de la vida útil se esperaría un incremento en el número de fallas. Estas interrupciones forzadas de toda la central no están relacionadas a las salidas forzadas de unidades individuales.

Para el cálculo de los beneficios por interrupciones de servicio debidas a la central Molino se utiliza 2 horas de interrupción por año, cifra que corresponde aproximadamente al mínimo de la curva de probabilidad de falla.

La experiencia en la operación del SNI señala que cuando la central Molino sale fuera de servicio, un mínimo de 200MW de potencia no pueden ser reemplazado por otras centrales, por lo que constituyen interrupciones de servicio al consumidor.

Con la implantación del CCG se espera reducir la frecuencia y la duración de las interrupciones forzadas de servicio al SNI en un valor comprendido entre el 20 y el 30%. La reducción de interrupciones se considera principalmente sobre fallas fuera del alcance de la supervisión y control del SSC, tales como colapso de todas las unidades en línea originado por sobrecarga o falla interna de unidades (equipos auxiliares eléctricos y/o mecánicos), fallas en túnel de aducción, tuberías de presión, distribuidor, etc. Existirá también una reducción de interrupciones forzadas como producto de la supervisión y control, respaldo a lo realizado por el SSC, que efectuará el CCG sobre las subestaciones de transmisión de Paute. El porcentaje de reducción de interrupciones indicado es adicional al considerado en la evaluación del SSC, y está sustentado en los siguientes argumentos:

La implantación del SSC, a ser efectuada en 1994, tiene la función de supervisar y controlar la subestación Paute y supervisar algunas indicaciones y alarmas de las unidades de la central Molino. Además, está previsto comandar en forma remota la salida de potencia activa y reactiva de las unidades. La mayor cantidad de señales y comandos de los 10 grupos turbina-generador-transformador, de los servicios auxiliares, de las subestaciones de transmisión, de la represa y sus compuertas y del túnel de carga no podrán ser ni supervisados ni controlados por el SSC. De esta manera no habrá el mecanismo adecuado que permita conocer el estado completo del centro de generación, incluyendo los límites y condiciones operativas de los componentes de la central. Por lo tanto, las funciones específicas del SSC y del CCG se complementarán para lograr la operación segura y eficiente del SNI y la central Molino.

En la actualidad, el operador maneja un centro de generación con elevado número de riesgos, lo que le convierte en un sistema inseguro. La inseguridad es consecuencia de la ausencia de facilidades que le permitan adecuada y oportunamente detectar y evaluar condiciones operativas anormales, las que en un momento dado podrían llevar al centro de generación a un estado de emergencia e inclusive a una separación del SNI.

Con las facilidades existentes, el despachador de la central, después de producida una salida forzada, puede reestablecer el servicio al SNI en alrededor de 1 hora. Luego de una evaluación funcional, se van poniendo una a una las unidades requeridas. Las causas de la perturbación son analizadas en períodos de tiempo mucho más largos. Por lo tanto, la falta de un sistema automático de adquisición de información y control supervisorio de la central y sus componentes afecta seriamente el tiempo de restauración del servicio desde Paute al SNI.

- d. Un resumen de los beneficios económicos por año, debidos a la reducción de interrupciones de servicio en el SNI, se presentan en la siguiente tabla.

No se han incluido en este análisis la cuantificación de otros beneficios adicionales que se obtendrán del proyecto, tales como:

- Preservación de la vida útil de los equipos
- Reducción en mantenimiento de los equipos
- Mejor utilización del personal de operadores
- Disponibilidad de información y reportes de operación normal y emergente, etc.

III.4 Costo Social de la Restricción de Energía Eléctrica en el Ecuador

Al momento INECEL utiliza valores comprendidos entre US\$ 1.0 y US\$ 3.0 por KWH restringido. Teniendo en cuenta los valores utilizados para la justificación económica del proyecto SSC, el costo social de la restricción de energía eléctrica en el Ecuador considerado para el presente proyecto se lo ha calculado para US\$ 1.0 y US\$ 2.0 por KWH no suministrado.

III.5 Procedimiento de Cálculo

El ahorro potencial anual que significará la implantación del CCG para el país, durante la vida útil del proyecto, ha sido calculado considerando únicamente los cuatro parámetros: mejoramiento hidroenergético de la central Molino en un 0.05 y 1%, medido en términos de ahorro de combustible de reemplazo de la clase térmica más baja, reducción del error de tiempo del sistema en un 100% reflejado en carga no vendida, reducción del impacto de las salidas forzadas de las 10 unidades de las fases A, B y C en porcentajes de 25 y 50% medida en términos del ahorro de combustible de la clase térmica más baja, y reducción del impacto de las interrupciones forzadas de servicio al SNI en un 20 y 30% evaluada en términos de costo social de la energía restringida al usuario. Gráficos de las contribuciones de beneficios estimados producidos por los factores considerados se presentan en la figura 3.

Inter Serv Mín Curv	Energía Dismi- nuida Mínimo 200	Costo		Social		Ahorro		Poten.	
		Energ	Restr.	Dismi 20% el de los de Ser	Poten. nuir en Impact Cortes vicio	Dismi 30% el de los de Ser	Poten. nuir en Impact Cortes vicio		
[H]	[MWH]	US\$1 /KWH	US\$2 /KWH	US\$1 /KWH	US\$2 /KWH	US\$1 /KWH	US\$2 /KWH	US\$1 /KWH	US\$2 /KWH
		[Miles US\$]	[Miles US\$]	[Miles US\$]	[Miles US\$]	[Miles US\$]	[Miles US\$]	[Miles US\$]	[Miles US\$]
2	400	400	800	80	160	120	240		

En los gráficos se puede apreciar que los beneficios del mejoramiento hidroenergético representan entre el 43.96 y 46.61%, los beneficios por reducción de tiempo representan entre el 11.18 y 21.09%, los beneficios por reducción de salidas forzadas de unidades representan entre el 25.19 y 26.71%, y los beneficios por reducción de interrupciones de servicio al SNI representan entre el 9.75 y 15.51%.

Para la actualización de los beneficios económicos y de los costos involucrados en la evaluación económica del Proyecto se utilizan varios valores de tasas de actualización: 6, 8, 10 y 12%, que constituyen valores típicos utilizados por la Dirección de Planificación de INECEL para la evaluación de Proyectos.

III.6 Costos Anuales

III.6.1 Costos Anuales de Personal de Operación, Mantenimiento y Administración del CCG

El monto destinado a sueldos y demás beneficios del personal de operación y mantenimiento del CCG corresponde a los costos de personal técnico y administrativo en la fase de implantación del proyecto.

III.6.2 Costos Anuales de Mantenimiento, Reparación y Repuestos

Los costos de mantenimiento, reparación y repuestos han sido estimados como costo referencial de otros centros de control instalados en países latinoamericanos y en comparación con el monto establecido para el SSC.

III.7 Costo Total del CCG

Este costo resulta de la suma de las inversiones estimadas para la implantación del CCG más los gastos anuales de operación y mantenimiento durante toda la vida útil del proyecto actualizados a enero de 1997, para cada una de las tasas de actualización anteriormente mencionadas. Gráficos de las contribuciones al costo total se presentan en la figura 4.

III.8 Evaluación Económica

La evaluación económica del Proyecto CCG ha sido realizada mediante el cálculo de la Relación Beneficio//Costo y la Tasa Interna de Retorno (TIR).

Tanto los beneficios totales como los costos de la implantación del proyecto CCG han sido calculados para los 15 años de vida útil y llevados a valor presente de enero de 1997 con anualidades del 6, 8, 10 y 12%.

Se ha calculado la relación Beneficio/Costo para las 32

alternativas de beneficio que consideran: ahorro de combustible de la clase térmica más baja debido al mejoramiento de la operación hidroenergética en un 0.5 y 1%, aumento de la carga no vendida por desviaciones de frecuencia al reducir el error de tiempo en un 100%, ahorro de combustible de la clase térmica más baja debido a la reducción de salidas forzadas de unidades en un 25% y 50%, y disminución del impacto de las interrupciones forzadas en el servicio al SNI de toda la central en un 20% y 30% evaluada a un costo social de US\$ 1.0 y US\$ 2.0 el KWH restringido.

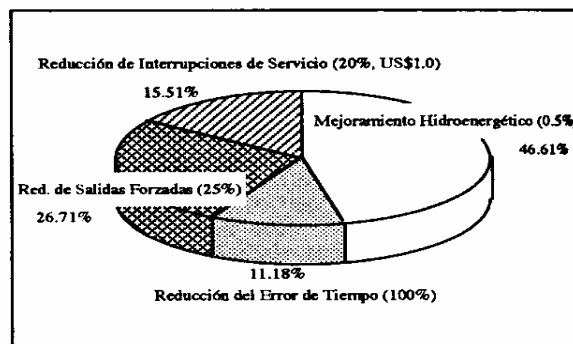
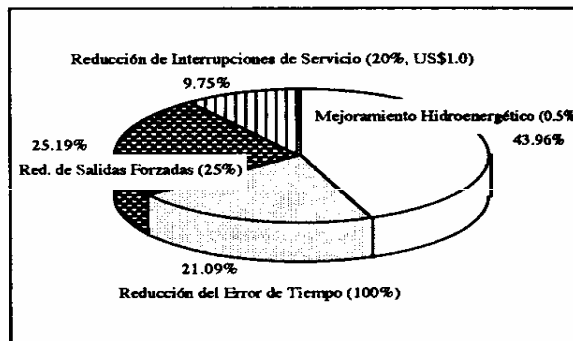


Fig. 3 Rango de Componentes de Beneficios Estimados

La tasa interna de retorno del proyecto evaluada para las 32 alternativas consideradas presenta valores entre el 14 y 37% en US dólares. El porcentaje inferior de 14% corresponde a la alternativa que considera 0.5% de mejoramiento energético, 25% de reducción de salidas forzadas de las unidades, y 20% de disminución de las interrupciones de servicio a un costo social de US\$ 1.0/KWH; mientras que el porcentaje superior de 37% corresponde a la alternativa que considera 1% de mejoramiento energético, 50% de reducción de salidas forzadas de las unidades, y 30% de disminución de las interrupciones de servicio a un costo social de US\$ 2.0/KWH.

III.9 Análisis de Resultados

Del análisis de resultados se puede establecer que para todas las alternativas consideradas en la estimación de los

beneficios, se obtienen relaciones beneficio/costo mayores a 1.42, lo cual asegura la recuperación del capital necesario para la implantación del CCG en un tiempo menor al de la vida útil estimada para el proyecto.

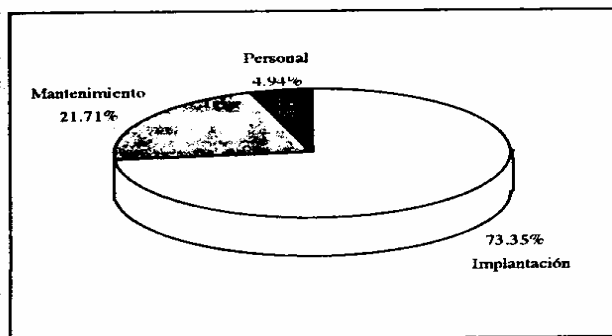
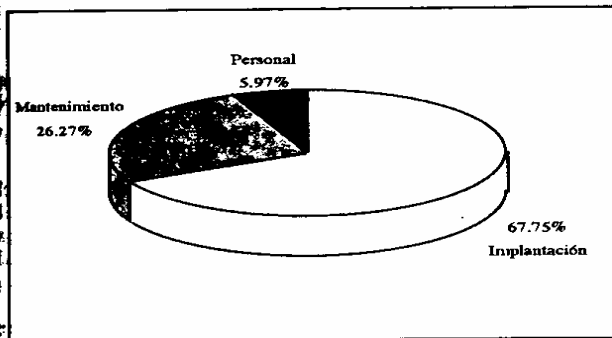


Fig. 4 Rango de Componentes de Costos Estimados

Debe destacarse que todos los valores de la relación beneficio/costo están sobre 1.42, con un máximo de 3.25 y con 54 de los 128 valores mayores a 2.00.

Los valores de la TIR obtenidos para las alternativas consideradas, se encuentran muy por arriba de las tasas de actualización (6-12%) utilizadas en los análisis económicos realizados por la Dirección de Planificación de INECEL. El rango de valores de rentabilidad del proyecto, entre 14 y 37%, proporcionados por la TIR, garantizan la inversión requerida para la implantación del CCG. Un gráfico para la determinación de la TIR se presenta en la figura 5.

IV. CONCLUSIONES

La disposición del Centro de Control de Generación de Paute para el manejo de las instalaciones de la Central Paute, representa una garantía de operación segura, económica, y de buena calidad, no solo de las centrales de generación sino también del equipamiento distribuido en todos y cada uno de los usuarios de energía eléctrica del país, por su primordial función de mantener el balance carga-generación del sistema nacional interconectado.

Las inversiones que se realicen en este proyecto resultarán muy atractivas para el desarrollo del sector eléctrico ecuatoriano, dado que su rentabilidad en dólares será al

menos de 14%, cifra mayor a las tasas referenciales.

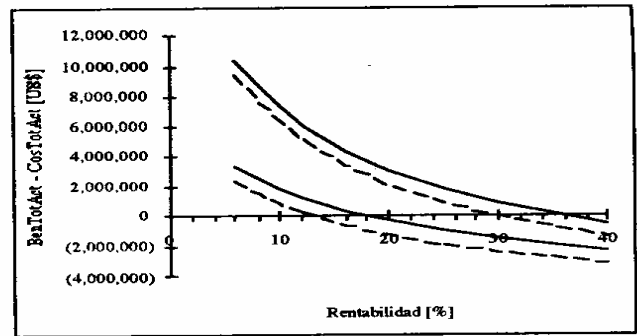


Fig. 5 Determinación de la Tasa Interna de Retorno

Referencias

- [1] "Perfil del Sistema de Supervisión y Control (SSC)", Centro Nacional de Control de Energía, DOSNI, INECEL, 1991.
- [2] NERC, "Operating Guides, Reliability Criteria and Control Performance Criteria Training Document for Interconnected Systems Operations," New Jersey, USA, Dec. 1987.

Biografías

Jesús A. Játiva I., recibió los títulos de Ingeniero Eléctrico (1981) de la Escuela Politécnica Nacional (EPN), Master of Science in Electrical Engineering (1988) y Doctor of Philosophy (1991) de la University of Texas at Arlington (UTA). Sus estudios de Postgrado los realizó con el auspicio de Becas Fulbright y OEA. Trabajó como Asistente de Investigación, de Cátedra y Miembro Postdoctoral en el Energy Systems Research Center de UTA. Es coautor del libro "Analysis and Control System Techniques for Electric Power Systems" editado por Academic Press Inc. en 1991 y ha escrito para la PES del IEEE. Actualmente es Profesor Principal de la EPN y Asesor del SSC de INECEL.

Julio C. Gómez C., se graduó de Ingeniero Eléctrico en la EPN en 1985. Ha realizado estudios de Postgrado sobre Operación de Sistemas Hidrotérmicos en las Universidades Federal y Católica de Río de Janeiro, Brasil. Ha desarrollado programas computacionales para Planeamiento Operativo de la DOSNI. Actualmente se desempeña como Ingeniero de Despacho de Carga de la DOSNI.

Eduardo Cazco Castelli, obtuvo su título de Ingeniero Eléctrico en la EPN en 1974. Realizó el curso de Postgrado en la General Electric Co., USA en 1982. Sus áreas de interés incluyen planificación de sistemas eléctricos y energéticos, y estudios técnico-económicos de proyectos de generación eléctrica. Actualmente se desempeña como Jefe del Proyecto SSC de INECEL y Profesor Principal de la EPN.