

MODERNIZACIÓN DE LA INFRAESTRUCTURA DEL CENACE – ECUADOR

PARTE I: SISTEMA DE CONTROL EN TIEMPO REAL

Gabriel Argüello
Dirección Ejecutiva

Gonzalo Uquillas
Francisco Naranjo
Dirección de Sistemas de Información

RESUMEN

El Centro Nacional de Control de Energía (CENACE), ha identificado como prioritario ejecutar proyectos estratégicos que permitan el desarrollo, complementación y modernización de su infraestructura técnica. Se presenta el Proyecto de Actualización del Sistema de Tiempo Real, que incluye la modernización del actual sistema SCADA/EMS, el diseño funcional del mismo y los beneficios esperados de la implantación de un conjunto moderno de aplicaciones las cuales incluyen, además de las tradicionales de análisis de sistemas de potencia, las interfases con el resto de aplicaciones de manejo del Mercado a las cuales se ha denominado en su conjunto como Business Management System.

PALABRAS CLAVES: SCADA, EMS, BMS, Integración de Sistemas, Mercados Desregulados.

1. INTRODUCCIÓN

El sector eléctrico Ecuatoriano se encuentra en un proceso de reestructuración limitando el papel del Estado a las actividades de control y regulación del sector. El proceso se inició con la promulgación de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico (LRSE) a finales de 1996. El nuevo esquema entró en vigencia a partir de Abril de 1999, con los siguientes fines:

1. Promover la participación del sector privado
2. Promover la competencia en los mercados de generación de energía
3. Mejorar la confiabilidad y la calidad en la prestación del servicio
4. Proteger los derechos de los consumidores
5. Regular la operación técnica y económica de los sistemas de transmisión y distribución

De conformidad con la LRSE, el nuevo modelo

conforma un mercado de energía denominado Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), con las siguientes entidades y participantes:

1. El Consejo Nacional de Electricidad (CONELEC), es una entidad pública, que tiene responsabilidad de control y regulación de todo el sector eléctrico.
2. El Centro Nacional de Control de Energía (CENACE), a Corporación privada sin fines de lucro cuyas funciones se relacionan con la coordinación de la operación del Sistema Nacional Interconectado (SNI) y la administración de las transacciones técnicas y financieras del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM).
3. La Empresa de Transmisión (TRANSELECTRIC), responsable de la operación y expansión de la red de transmisión de energía.
4. Agentes del MEM, conformado por las empresas de generación, distribución, comercialización y grandes consumidores. Existen a marzo 2004, 72 agentes activos en el MEM (0.85 MW y factor de planta 0.7), para fines de abril 2004 se esperan 16 nuevos agentes.

El Sistema Nacional Interconectado (SNI) se presenta en la Figura 1. Las características principales son las siguientes:

- Capacidad total instalada 3,381 MW; Capacidad total de transformación de 4,382 MVA, 1,251 km de líneas a 230 kV, 1,481 km de líneas a 138 kV
- Interconexión internacional con Colombia con capacidad de transferencia de 250 MW
- El consumo de energía de 11 560,91 GWh (2003 a Distribuidores y Grandes Consumidores más exportaciones)
- Demanda máxima con exportaciones, de 2 257,8 MW
- Exportación de 67,2 GWh, importación de 1 120,11 GWh (9,36% del total de energía generada) en 2003

- El volumen total del negocio en el Mercado Eléctrico Mayorista de 961,31 millones de dólares (2003).



FIGURA 1: Circuito Transaccional Técnico y Económico

La entrega de energía tiene tres actividades reconocidas: producción, transporte y distribución, y la recepción del servicio está representada por los clientes que compran energía.

El nuevo modelo del MEM se ilustra en la Figura 2.

El MEM está definido como el sitio donde converge la oferta y la demanda, estableciendo un mercado a término y uno ocasional para la compra y venta de energía. El MEM está conformado por los siguientes agentes:

1. Generadores con potencia firme mayor a 1 MW.
2. Distribuidores: deben atender toda la demanda de su área de concesión con calidad y con subsidios cruzados.
3. Grandes Consumidores pueden comprar energía directamente y tener una capacidad instalada de por lo menos 0.85 MW, entre otros requerimientos. CENACE en su calidad de Administrador del MEM, establece los precios de la energía en el mercado ocasional y supervisa la ejecución de los contratos.

La comercialización de la energía dentro del MEM se realiza de dos maneras diferentes:

- Mercado Ocasional o Spot: Donde los precios varían cada hora de acuerdo con la demanda y la disponibilidad de Generadores en cada momento. La entrada de máquinas es de acuerdo con la prioridad de costos ingresando las máquinas más económicas hasta satisfacer la demanda. El costo del generador que margina en una hora específica, determina el precio de la energía para el período.

- Mercado a Plazo o Término: Se establece entre Generadores y Distribuidores o Grandes Consumidores mediante contratos. El contrato determina las condiciones de la entrega de energía, pagos, términos de vigencia y controversias. Los precios son pactados libremente.

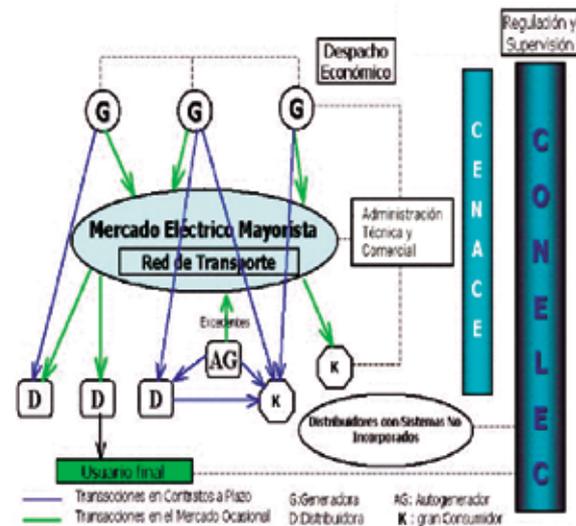


FIGURA 2: Modelo del MEM

2. ENFOQUE GENERAL

Debido a las limitaciones de soporte informático a los procesos del CENACE, que presentan los sistemas y aplicaciones y herramientas actuales, CENACE ha identificado como prioritario ejecutar dos proyectos estratégicos que permitan el desarrollo, complementación y modernización de su infraestructura técnica, estos son:

1. El Proyecto de Actualización del Sistema de Tiempo Real (STR), que incluye la modernización del actual sistema SCADA/EMS el cual se describe en este documento
2. El Proyecto de Complementación del CENACE (PCC), que incluye la adquisición de aplicaciones de ingeniería, el desarrollo e integración de sistemas de software que apoyen los procesos de planeamiento, análisis post-operativo y de transacciones comerciales los cuales son objeto del segundo artículo de esta serie.

Los sistemas y aplicaciones deben disponer de mecanismos para interactuar con los usuarios internos y externos al CENACE, para automatizar la recolección, publicación e intercambio de información con los Agentes del MEM y otras Entidades.

3. SISTEMA DE TIEMPO REAL (STR)

3.1. Configuración Conceptual

La figura 3 presenta la configuración conceptual del STR de CENACE. Los principales elementos de esta configuración son los siguientes:

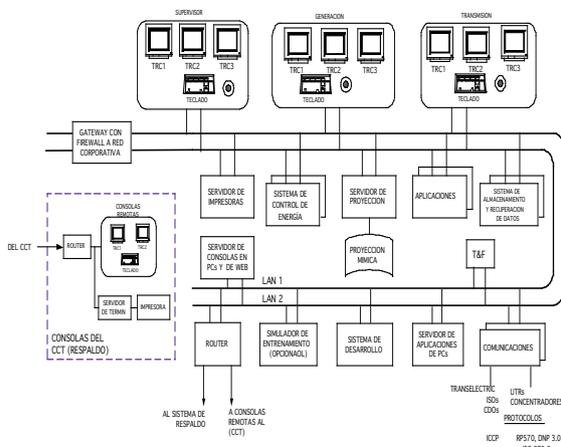


FIGURA 3: Configuración Conceptual

3.1.1. Sistema de Control de Energía (ECS)

Conceptualmente, el ECS es el núcleo de tiempo real del EMS. El ECS es un sistema de alta disponibilidad y desempeño caracterizado por funciones de adquisición, procesamiento y almacenamiento de datos de tiempo real así como funciones de control y transmisión de datos desde/hacia las siguientes fuentes/destinos:

- Unidades Terminadas Remotas (UTRs) o concentradores de datos ubicados en subestaciones y plantas de la red,
- Sistemas de control de subestaciones y plantas,
- Sistema de Administración de Mercado (Business Management System o BMS),
- Otros sistemas SCADA/EMS de los Agentes participantes en el mercado,
- Sistemas EMS de los Operadores Independientes de Sistemas (ISOs) de Colombia y Perú,
- Otros sistemas informáticos del CENACE y TRANS-ELECTRIC, y
- La interfaz de entradas y salidas locales (CENACE instalará una UTR local en su centro de control).

La base de datos del ECS es accesible por todos los demás componentes del EMS. Todos los datos de tiempo real presentados al EMS, usados dentro del EMS, y transmitidos hacia sistemas externos serán derivados de la base de datos del ECS.

3.1.2. Interfaz de Usuario

Las consolas funcionan como elementos compartidos por los demás componentes del EMS. Es posible asignar cualquier ventana en cualquier consola (asignación lógica) a cualquier otro sistema integrante del EMS (de haber una ruta para las comunicaciones

entre la consola y el sistema objeto). La interfaz de usuario también proporcionará los medios para acceder a las aplicaciones del BMS desde las consolas de operación del EMS, utilizando técnicas de visualización en ventanas de los mismos monitores de las consolas de operación por medio de mecanismos tales como X-Windows.

Similarmente, las impresoras y copadoras de video (impresoras láser a color) se considerarán como dispositivos compartidos.

3.1.3. Almacenamiento y Recuperación de Información (“Information Storage and Retrieval”, IS&R)

Las funciones del sistema IS&R se ejecutan en una plataforma de alta disponibilidad dedicada. El IS&R será escalable para dar el soporte a las aplicaciones de propósito general, además de las requeridas por el EMS. El sistema IS&R proveerá servicios informáticos a los usuarios del EMS, así como a usuarios externos al EMS (tales como del BMS de CENACE). Esto se hará sin comprometer la seguridad, ni el desempeño de los demás sistemas integrantes del EMS.

3.1.4. Sistema de Respaldo (BCS)

Se requiere un BCS independiente, en un Centro de Control ubicado en un lugar remoto al EMS, para llevar a cabo las funciones del EMS en la eventualidad de un desastre (terremoto, incendio, etc.).

3.1.5. Sistema de Desarrollo (“Program Development System” - PDS)

El PDS proveerá una plataforma para el desarrollo y prueba de la base de datos, despliegues y reportes del EMS. En su configuración final, el PDS será usado para diagnósticos con el fin de ayudar a resolver problemas y para el desarrollo y prueba de nuevas aplicaciones.

3.1.6. Simulador de Entrenamiento (“Dispatcher Training Simulator”, DTS)

El DTS se ejecutará en una plataforma dedicada a dicha funcionalidad. EL DTS proveerá facilidades para la capacitación de despachadores por medio de la simulación de la red y del EMS. También, proveerá un medio para el análisis de la restauración parcial o total de la red.

3.2. Funciones del STR

El STR desarrollará varias funciones esenciales en apoyo del CENACE. A continuación se analizan algunas de estas funciones en las áreas de Sistemas SCADA y Aplicaciones a manera de ejemplo. Otras aplicaciones tales como Control Automático de Generación son realizadas por el centro pero no se analizan en detalle en este documento.

TABLA 1: Funciones del SCADA del CENACE

Función	Descripción	Justificación Técnica
Adquisición de datos	Adquisición primaria de los datos y su almacenamiento. Los datos serán colectados de UTRs, concentradores de datos y otros centros de control.	Función básica y esencial para el funcionamiento de los centros de control.
Procesamiento de datos límites, cálculos, etc.	Procesamiento básico de los datos recibidos, conversión a valores en por-unidad, porcentaje o unidades de ingeniería e incluye ciertos tipos de integraciones, cálculos algebraicos y booleanos.	Función básica de procesamiento de datos adquiridos.
Secuencia de eventos (SOE)	Permite la recolección de eventos ocurridos con una resolución de milisegundos. También permite la organización cronológica de tales eventos.	Esencial para la recolección de datos SOE y el análisis cronológico de eventos en la red.
Control	Control remoto de dispositivos, apertura o cierre de interruptores, cambios de taps de transformadores, arranque y parada de unidades de generación, etc. Control de generadores por envío de señales de consigna a unidades o plantas.	Necesario para el control remoto de los dispositivos de la red y para la regulación de generadores.
Manejo de Procedimiento de Maniobras	Encadena secuencias de control para desenergizar/energizar equipos eléctricos incluyendo las secuencias automáticas o manuales.	Facilita las labores del operador evitando posibles errores en la secuencia de maniobras.
Comunicaciones con UTRs y concentradores de datos	Se implanta con los equipos y protocolos necesarios para transmitir y recibir datos de las UTRs, con los protocolos: <ul style="list-style-type: none"> • RP570 para comunicación con UTRs ABB 400 • IEC 60870-5-101 para comunicación con concentradores y nuevas UTRs. • DNP 3.0 	Permite la comunicación con UTRs y concentradores de datos
Comunicación con otros centros de control	Se requieren enlaces con protocolo ICCP, para la comunicación con otros centros de control (ISOs de otros países y Centros de control en Ecuador).	Necesario para el intercambio de datos con otros centros de control

TABLA 2: Funciones de Análisis de la Red Eléctrica del CENACE

Función	Descripción	Justificación Técnica
Procesador de la topología y modelo de la red	Esta función deriva la topología de la red con base en las indicaciones de estado. Se usa tanto en tiempo real como en modo de estudio y crea la matriz del modelo de la red.	Función esencial para aplicaciones de redes.
Estimador de estado	Calcula el vector de tensiones y ángulos para cada barra del modelo de la red. Este vector se usa como base para aplicaciones tales como el flujo de potencia, análisis de contingencias, etc.	Ayuda a mejorar el modelo de red. Detecta medidas con errores. Reemplaza las medidas con el estimado de estas. Calcula valores no medidos.
Flujo de potencia	Evalúa el comportamiento de la red en tiempo real para el soporte de decisiones de salida de equipos y analiza posibles alternativas con fines de mantenimiento.	Mejora la seguridad operativa de la red.
Análisis de contingencias (CA)	Consiste en la automatización en tiempo real del estudio del efecto de contingencias que puedan afectar el sistema. Ayuda a entender los riesgos derivados de contingencia que pueda ocurrir.	Provee un análisis de la seguridad operativa de la red y por ende, la mejora.
Flujo de potencia optimo (OPF)	Optimiza el despacho. Se usa para la programación de la potencia activa y reactiva con el objetivo de minimizar una función objetivo, como: pérdidas de potencia activa y reactiva; número de actuaciones de dispositivos regulados; desplazamiento de los dispositivos regulados. También incluye un despacho económico con restricciones que busca cumplir con una función objetivo respetando las restricciones especificadas.	Permite mejorar la operación de la red de potencia presentando opciones al despachador para aliviar situaciones de riesgo o mejorar la economía de la operación.

Las funciones de análisis de red requeridas se describen en la siguiente tabla:

Adaptación de parámetros	Determina el valor de parámetros requeridos por las aplicaciones. Alimentado por el estimador de estado, actualiza los valores de los factores de distribución de cargas y factor potencia.	Función que complementa el modelo de la red con datos históricos.
"Outage Management"	Usa la salida programada de los equipos del sistema eléctrico con el fin de que los programas de análisis de red puedan considerar la programación de este tipo de eventos en estudios futuros.	Facilita el uso de la función de flujo de potencia, flujo óptimo y análisis de contingencia.

3.3. Interfaces con el PCC

Una de las interfaces más importantes del STR es la dedicada a la parte informática que soporta el mercado.

La Figura 4 presenta en forma gráfica las partes que intervienen en estos procesos y la información intercambiada. Existen tres formas de realizar el intercambio de información entre los dos ambientes:

- Intercambio de datos entre el Sistema de Información Histórica (IS&R) perteneciente al EMS y la base de datos del BMS;
- Disparos funcionales entre las diferentes aplicaciones de los dos ambientes que inician el intercambio de datos entre ellos;
- Interfaz de usuario compartida entre los dos sistemas que permita a funciones de aplicación específicas "ver" los datos y ejecutar funciones específicas de las aplicaciones seleccionadas del otro ambiente.

Los datos subsiguientes del BMS de CENACE y los resultados de las aplicaciones se transfieren al EMS para que sean utilizadas por las aplicaciones que se describen a continuación:

1. Programas de Despacho de Generación – se programa la generación (con una granularidad de hasta 15 minutos) para todos los generadores en línea y con un horizonte de los siete días subsiguientes. Esto es requerido para realizar los estudios de seguridad de la red.
2. Tablas de Salidas de Equipos – se requiere de una tabla que liste todas las clases de equipos (interruptores, barrajes, líneas, generadores, cargas, etc.) que tengan salidas planeadas aprobadas y que hayan sido modeladas por medio del modelo de seguridad de la red.

3. Programación de Intercambios – se requiere de la programación de los intercambios netos (con una granularidad de hasta 15 minutos) entre todas las áreas de control y para los estudios de seguridad de la red para los siguientes siete días.
4. Predicción de Carga – El BMS genera las predicciones de carga, las cuales son requeridas por el EMS para los estudios de seguridad de la red (24 horas por 7 días de información).
5. Datos de Despacho Económico – se requiere de un programa de los "set-point" de los generadores despachados y los factores de participación de todos los generadores con el fin de ejecutarla en las siguientes 24 horas.

El EMS deberá poner a disposición del BMS, por intermedio del IS&R, la siguiente información:

1. Cualquier dato en tiempo real o histórico que requiera el BMS, incluyendo datos de salida de equipos que fueron modificados en tiempo real.
2. Programas de generación e intercambios que se modificaron en tiempo real por el operador del EMS,
3. Registros de carga en tiempo real tales como curvas de carga histórica del ambiente de tiempo real,

Modelo de red y las soluciones del estimador de estado en un formato de intercambio estándar IEEE o PTI para ser utilizado en las herramientas del BMS.

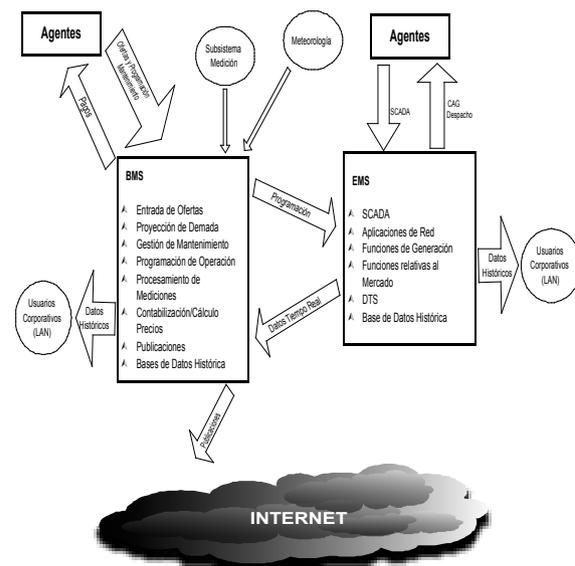


FIGURA 4: Interfaces con el PCC

4. BENEFICIOS DEL STR

Los beneficios esperados de la implantación del STR son de dos tipos: cualitativos y cuantitativos.

4.1. Beneficios Cualitativos del Monitoreo de la Red

Los beneficios más importantes se muestran a continuación:

1. Mejorar la visión integrada de toda la red y la coordinación de la operación del SNI.
2. Mejorar la operación del SNI en condiciones de emergencia y en particular el registro de los eventos con suficiente resolución de tiempo por el análisis de la operación, en un ambiente de mercado.
3. La recolección de datos durante perturbaciones (Disturbance Data Collection) para revisión post-mortem de situaciones críticas, para determinar responsabilidades de las partes involucradas (p.e. Agentes regidos por un contrato que incluye cláusulas de multa).
4. Recolección de información de contadores de energía de respaldo para los procesos de predicción de carga y del Sistema de Medición Comercial (SMEC).
5. Mayor volumen de datos del SNI de los actualmente proporcionados por los Agentes para mejorar el monitoreo de la red bajo responsabilidad del CENACE.
6. Facilitar el aprovechamiento de información histórica para procesos estadísticos, informes y planificación.

4.2 Beneficios Cualitativos de la Coordinación/Control

El sistema de control permitirá reducir el riesgo por errores en la ejecución de acciones planeadas o imprevistas sobre los equipos del SNI y optimizar procesos operativos, tales como el despacho de voltaje y reactivos.

Con la modernización del sistema se mejorará la coordinación en los siguientes casos:

1. Instrucciones de arranque y parada de unidades de generación: dependiendo si estas han sido definidas como reserva, listas para entrar en operación, etc.
2. Instrucciones de subir/bajar carga o tensión en unidades y monitorear la calidad de tensión y el despacho de la potencia reactiva requerida por el SNI.
3. Instrucciones de subir / bajar cambiadores de taps bajo carga, para controlar la tensión y la potencia reactiva, especialmente en situaciones de emergencia. Ayuda a reducir pérdidas de energía.

4. Instrucciones durante procesos de restauración por deslastre de carga o de restablecimiento total del sistema.

5. Mejora la seguridad del SNI por el análisis de contingencias. Se identifican problemas asociados con posibles fallas en la red y se toman las medidas preventivas necesarias para el funcionamiento seguro.

Los programas en modo de estudio analizan la red bajo condiciones especificadas, antes de realizar maniobras que se requieran para fines de mantenimiento.

4.3. Beneficios Cualitativos por Calidad del Servicio de Energía a los Usuarios Finales

Esta mejora se ve reflejada en beneficios a la empresa transmisora en evitar el pago de posibles penalizaciones derivadas de las reglamentaciones por demandas de los agentes o de los usuarios por interrupciones del servicio.

A manera de ejemplo, empresas transportadoras de electricidad de otros países han sufrido penalizaciones millonarias las cuales pueden reducirse o evitarse disponiendo de las herramientas de un centro de control. Uno de los beneficios importantes se deriva de disponer de información histórica para defenderse en caso de presentarse alguna reclamación por parte de las autoridades de regulación o de los agentes afectados.

4.4. Beneficios Cuantitativos

Uno de los beneficios más importantes para la operación del sistema es el aumento de la confiabilidad del sistema de potencia, por la capacidad para evitar fallas en el SNI causados por falta de información. Además, en caso de falla, el nuevo sistema de CENACE permite la recuperación rápida a las condiciones normales de operación.

En cuanto a reducción de pérdidas de energía, se identificaron dos aspectos importantes:

1. Control de Pérdidas: la mejor información de tiempo real permitirá el cálculo más exacto de pérdidas de energía eléctrica y la verificación de la información de la integración de medida de potencia como las medidas de los contadores de energía. Esta contabilidad controla eficazmente donde y cuales son las pérdidas.
2. Reducción de pérdidas: el control eficaz de tensión y de la potencia reactiva demostrará sus beneficios al reducir las pérdidas.

En una forma cuantitativa se modelaron los beneficios obtenidos por la reducción de pérdidas de energía a nivel de transmisión, dando una reducción aproximada del 10%.

En el caso de CENACE, se considera que el proceso de facturación de energía y otros servicios en las transacciones entre agentes puede mejorarse directa o indirectamente. Los beneficios se calculan tomando un valor conservador de 0.08% de mejora en la energía facturada por año.

Con varios escenarios se evaluaron los beneficios estimados. La Tabla III presenta uno de estos escenarios y se evaluaron los beneficios y costos del proyecto. En este análisis, se estimaron los costos de inversión, operación y mantenimiento del sistema. A continuación se incluyen los valores típicos a tenerse en cuenta para un sistema de control:

1. Inversión propia del sistema distribuida en dos (2) años,
2. Inversión en consolas, mobiliario, adecuación del piso falso, cableado estructurado, etc.
3. Costos anuales de operación y mantenimiento (O&M) del Sistema (Incluye operadores e ingenieros).
4. Finalmente, se incluyen los costos anuales por un posible “outsourcing” del mantenimiento del hardware y del software una vez finalizada la garantía.

TABLA 3: Escenario de Ejemplo para Beneficio Costo

Descripción del Caso de Estudio	Características
Restauración ante perturbación mayor (<i>blackout</i>) del Sistema	<ul style="list-style-type: none"> • Número de <i>blackouts</i> por año: 2 • Se reduce el tiempo de restauración con sistema de control nuevo: de 2 a 1 hora
Mejora en la Coordinación (Perturbaciones Menores del Sistema)	<ul style="list-style-type: none"> • Reducción del número de perturbaciones menores de 10 a 5 con el nuevo sistema de control. • Tiempo de restauración con sistema de control nuevo: 2/3 hora
Reducción de Pérdidas en el Sistema de Transmisión	<ul style="list-style-type: none"> • Reducción de pérdidas de 3.5% a 3.33% (aprox. 10%)
Mejoras en la Facturación de la Energía Vendida	<ul style="list-style-type: none"> • Beneficios por mejoras de 0.08% en la facturación de energía.
Prestación de Servicios de Centro de Control a TRANSELECTRIC	<ul style="list-style-type: none"> • Beneficios por los servicios prestados por el CENACE al CCT

Es importante anotar que el análisis se hizo en un período de 14 años. Los dos primeros años del

proyecto corresponden a la implantación del sistema y se estiman dos (2) años para el período de garantía del mismo. El tiempo restante es el período de operación después de garantía.

La Figura 5 presenta los resultados para varios escenarios estudiados. Se anota que para todos los escenarios se encontró una relación beneficio–costo superior a 1.0. El valor presente neto se expresa en miles de US\$. Las dos últimas barras corresponden al beneficio esperado de desarrollar el sistema de TRANSELECTRIC (Escenario B1) y al desarrollo conjunto de los dos sistemas de centro de control (Escenario B2).

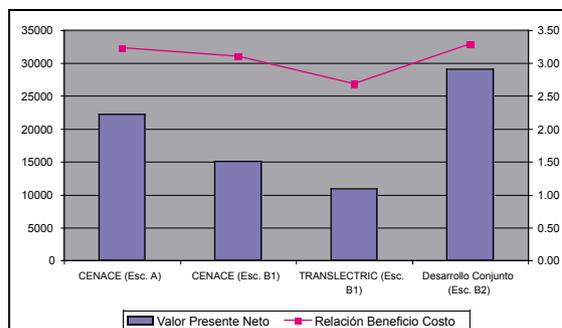


FIGURA 5: Resultados Análisis Beneficio-Costo

Con base en este análisis se decidió en su momento efectuar el desarrollo simultáneo de estos sistemas por los mayores beneficios esperados en su implantación y su respaldo mutuo.

5. CONCLUSIONES

Para satisfacer el nuevo ámbito regulatorio del Sector Eléctrico Ecuatoriano, se decidió actualizar el Sistema de Gestión de Energía EMS del CENACE, con uno mucho más moderno que incorpore aplicaciones y funciones de última generación.

La infraestructura IT especializada para atender la Operación del SNI, la Administración del Mercado Eléctrico Mayorista MEM y las interconexiones internacionales, considera nuevas funciones de manejo de energía, una arquitectura abierta y una amplia capacidad de comunicación con diversas fuentes de información entre las que se destacan otros Sistemas EMS de los países vecinos, sistemas SCADA y EMS de Agentes participantes del MEM y del ente Transportador respectivamente, Centros de Control de Generación de Agentes, el Sistema de Administración del Mercado BMS y otros sistemas informáticos Corporativos.

La implementación de este nuevo Sistema de Gestión de Energía EMS (empleando estándares a nivel internacional) de alto desempeño, confiabilidad, disponibilidad, flexibilidad, capacidad computacional distribuida, asegura a futuro una fácil expansión de infraestructura que permitirá próximos cambios en el

modelo de operación y administración del Mercado Eléctrico Mayorista.

La apropiada interacción de procesos e interfaces de datos desarrollada en la presente solución corporativa de información SCADA / EMS / BMS, asegura la correcta interoperatividad necesaria para atender los requerimientos de información previstos, a corto, mediano y largo plazo, bajo la responsabilidad de la Corporación CENACE.

6. BIBLIOGRAFÍA

- [1] CENACE, TRANSELECTRIC y KEMA Consulting, "Documento de Estudios de Soporte", Julio 2001.
- [2] CENACE, KEMA Consulting, Especificaciones técnicas del nuevo Sistema de Gestión de Energía EMS del CENACE, 2002.
- [3] IEEE seminario, "Integración y automatización de subestaciones, SCADA y comunicaciones. State of the art. Quito Abril 2003.
- [4] CENACE, Informe anual 2003.



Gabriel A. Argüello Ríos.- Ingeniero Eléctrico, Escuela Politécnica Nacional, Quito-Ecuador 1974. Master of Electrical Engineering, University of Idaho, Idaho-USA 1975.

Desde 1995 a la fecha, Director Ejecutivo del Centro Nacional de Control de Energía - CENACE, Organismo Operador del Sistema Nacional Interconectado; y, a partir de 1999 como Organismo Operador del Sistema Nacional Interconectado y del Mercado Eléctrico Mayorista. Su ámbito de especialización se encuentra en el tema de Aplicaciones para la Operación en Tiempo Real de Sistemas Eléctricos de Potencia.



Gonzalo Uquillas V.- Ingeniero Eléctrico, Escuela Politécnica Nacional, 1978, Master en Ingeniería Eléctrica, Universidad de Idaho, USA, 1982. Ha sido Director de Planeamiento del CENACE (1999-2002).

Desde el 2002 es el Director de Sistemas de Información teniendo bajo su responsabilidad el gerenciamiento de los proyectos tecnológicos que actualmente desarrolla la Corporación para la operación del sistema eléctrico y la administración del Mercado Eléctrico Mayorista del Ecuador, mismos que estarán concluidos totalmente en el 2006. Sus principales intereses están relacionados con la aplicación de tecnologías de información para apoyar el desarrollo y administración de los mercados competitivos de gas y electricidad.



Francisco Naranjo P.- Nació en Quito, Ecuador (1950). Master of Engineering en la Universidad de Moscow Idaho (1975). Formó parte del Grupo Fundador de la Dirección de Operación del SNI (INECEL), donde desarrolló funciones de diseño, implementación y

mantenimiento de sistemas de telecomunicaciones operativas del SNI. En 1981 se integró al Proyecto del Sistema de Supervisión y Control SSC. En 1992 formó parte del grupo de desarrollo en fábrica (Suecia), del primer Centro de Control EMS SPIDER del País. Actualmente se desempeña como Coordinador del Sistema de Tiempo Real y Coordinador Técnico del Sistema de Gestión de Energía EMS (DSI).