

**ESPECIFICACIONES FUNCIONALES DEL
CENTRO DE CONTROL DE LA EEQ S.A.**

Fernando Gomez M.
Raúl Ruiz R.
Empresa Eléctrica Quito

Información estadística

El número de abonados a diciembre de 1986 fue de 252.870. La energía total requerida por los usuarios, en el año 1986, alcanzó los 1.204,9 GWH y la demanda máxima fue de 235,7 MW, en la tabla No. 1 se presenta el crecimiento de la demanda.

RESUMEN

El presente trabajo tiene como objetivo mostrar el avance del proyecto de implantación del Centro de Control de la EEQ. En la primera parte se presenta una descripción de la configuración del sistema eléctrico tanto actual, para el año 1992 y para el año horizonte 2003, igualmente se describen y evalúan los procedimientos de operación vigentes.

La segunda parte del trabajo se ocupa de las definiciones funcionales del CCEEQ, y más que un documento final, presenta el avance del proyecto, por lo tanto, constituye una propuesta a ser discutida con el afán de que en su elaboración definitiva cuente con el aporte de los profesionales de la Ingeniería Eléctrica del País.

TABLA No. 1

AÑO	DEMANDA (MW)	INCREMENTO (%)
1975	99.1	16.45
1976	110.4	11.40
1977	126.7	14.76
1978	134.4	6.08
1979	148.2	10.27
1980	163.8	10.53
1981	171.2	4.52
1982	183.6	7.24
1983	194.1	5.72
1984	203.6	4.89
1985	219.5	7.81
1986	235.7	7.38
1987	244.5	3.73

1. DESCRIPCION GENERAL DEL SEQ

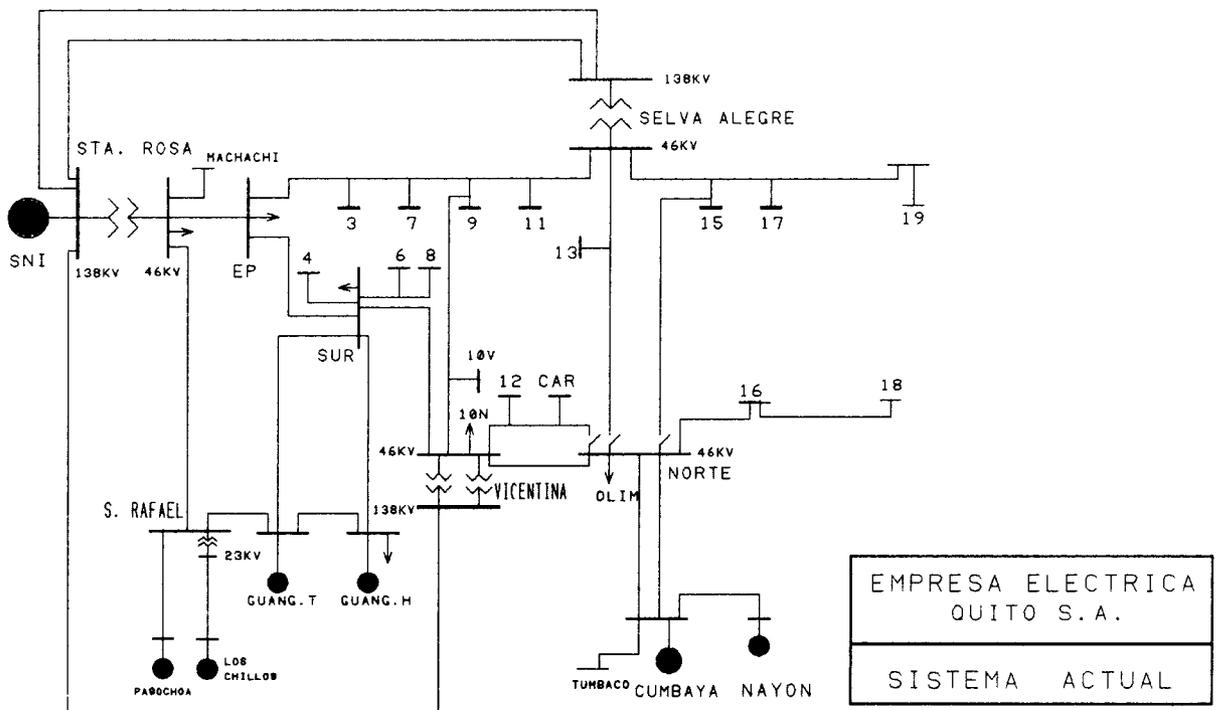
1.1 INFORMACION GENERAL E INDICADORES

Area de Servicio

La Empresa Eléctrica Quito actualmente entrega servicio a una área de concesión de aproximadamente 4000 Km², dentro de la cual se encuentra la Capital del País, los cantones Quito, Mejía, Rumiñahui y Pedro Moncayo.

Indicadores del SEQ (año 1986)

Población total	1'447.000	hab.
Población servida	1'160.000	hab.
% Población servida	80.17 %	
Demanda máxima	235.7	Mw
Capacidad instalada por habitante	230.5	w/hab
Energía generada por habitante	832.7	Kwh/hab.
Número de abonados	252.870	



1.2 CARACTERISTICAS DEL SEQ

Generación

El Sistema Eléctrico Quito tiene una capacidad total instalada de generación propia de 141.3 MW, lo que significa una disponibilidad real al pico en condiciones hidrológicas buenas (+ de 12 m3/seg) de 96.9 MW. En el cuadro No 1 se precisan algunos aspectos técnicos de las centrales de generación de la Empresa.

CUADRO No 1

CARACTERISTICAS DE LAS CENTRALES

CENTRAL	No DE UNI.	CAPACIDAD		
		INSTALADA MVA	REAL MW	MW
CUMBAYA	4	44.4	40.0	40.0 *
NAYON	2	33.0	30.0	30.0 *
GUANGOPOLO H	6	25.3	21.5	10.0 *
GUANGOPOLO T	6	42.9	34.3	10.6
PASOCHOA	2	5.6	4.5	4.5 *
CHILLOS	2	2.2	2.0	1.8 *
LULUNCOTO	3	11.4	9.0	-
TOTAL		164.8	141.3	96.9

* Centrales Hidráulicas

La generación de las centrales de la EEQ cubrió en el año 1986, solo el 21.4% de la demanda de energía, el restante 78.6% se compró al SNI.

Los reservorios de regulación horaria que se encuentran asociados a tres de las cinco centrales, tienen las siguientes capacidades de almacenamiento: Guangopolo 130.000 m3., Cumbayá 350.000 m3 y Los Chilllos 150.000 m3.

Subtransmisión

El sistema de subtransmisión opera a 46 KV, tiene una configuración en anillo. La casi totalidad de las líneas están construidas con conductor ACSR de 477 MCM, lo que significa una capacidad de 53 MVA.

A partir de Abril del año de 1987 se encuentran en operación los primeros 25 Km del anillo de 138 KV, que en su totalidad entrará en operación en 1992, las líneas que lo conformarán son de doble circuito y con conductor ACSR de 636 MCM.

A la presente fecha se encuentran en servicio 142.27 Km de líneas de subtransmisión a 46 Kv y 25 Km de líneas a 138 Kv. En el Plano No. 1 se presenta el diagrama unifilar actual del SEQ.

La capacidad instalada en subestaciones de Distribución es de 417,5 MVA.

Distribución

El sistema de distribución opera a 3 niveles de tensión, 22.8, 13.8, y 6.3 KV, ha sido necesario la instalación de 26 subestaciones de distribución, y de 100 alimentadores primarios.

Al mes de Diciembre de 1986 se tenían 2751.00 Km de redes primarias.

2. DESCRIPCION Y EVALUACION DEL SISTEMA DE OPERACION ACTUAL DEL SEQ

2.1 DEFINICIONES GENERALES

La responsabilidad de la operación del SEQ se ha dividido en dos áreas, el Sistema de Potencia (Despacho de Carga) y Distribución (Departamentos de Operación y Mantenimiento de Distribución y de Sistema Rural). Desde el punto de vista de las instalaciones eléctricas de responsabilidad de las dos áreas señaladas, a cada una de ellas le corresponde:

Despacho de Carga

- Centrales de Generación
- Subestaciones de seccionamiento
- Sistema de subtransmisión
- Disyuntores de los alimentadores primarios.

A los Departamentos de Operación y Mantenimiento de Distribución y de Sistema Rural:

- Disyuntores de los alimentadores primarios.
- Equipo de corte y seccionamiento a lo largo de los primarios.
- Atención de reclamos de los clientes, hasta nivel de entrada al medidor.

2.2 CARACTERISTICAS GENERALES DEL FUNCIONAMIENTO DE DESPACHO DE CARGA

Despacho de Carga cumple actualmente las siguientes actividades:

- a) Supervisión y control permanente de la operación del SEQ, en condiciones normales y emergentes.
- b) Programación de la operación de las unidades de generación del sistema, así como la potencia y energía a recibirse del Sistema Nacional Interconectado, para satisfacer la demanda diaria, mensual, trimestral y anual.
- c) Asignación de las potencias de generación a las diferentes unidades de las centrales de acuerdo al programa de Predespacho, a la demanda y a las condiciones reales del sistema.
- d) Manejo y control de los niveles en reservorios de Guangopolo y Cumbayá de acuerdo a la política y programación definida.
- e) Programación y comando de maniobras en el Sistema para labores de mantenimiento en los diferentes elementos del SEQ.
- f) Definición de la configuración del Sistema en base a las programaciones operativas de las Centrales de Generación y a la transferencia de potencia y energía de INECEL a la Empresa.
- g) Reportes de operación, diarios, mensuales anuales, reportes estadísticos de la hidrología del río San Pedro, informes de fallas del sistema de Subtransmisión.

Despacho de Distribución

Es una área que pertenece a Despacho de Carga y que realiza las siguientes actividades:

- a) Supervisar conjuntamente con los Departamentos de Operación y Mantenimiento de Distribución y del Sistema Rural, el Sistema de Distribución de la E.E.Q. (redes de alta y baja tensión).
- b) Atender los reclamos de los clientes (recibidos por teléfono o personalmente por el cliente en las oficinas) e informar a las áreas de distribución, para que éstas procedan a realizar las labores de reparación pertinentes.
- c) Coordinar con las áreas señaladas las operaciones de los disyuntores de salida de los primarios de distribución, para la realización de trabajos de mantenimiento preventivo y correctivo.
- d) Reportes de fallas de primarios de distribución y de atención a reclamos de los clientes.

2.3 RECURSOS ASIGNADOS A LA OPERACION DEL SEQ

Para cumplir las actividades señaladas en el punto anterior la EEG ha asignado los siguientes recursos:

Humanos

- 1 Ingeniero
- 1 Jefe de Despachadores
- 5 Despachadores de Carga
- 5 Ayudantes de Despachador (Despachadores de Distribución).

Técnicos

- 1 Computador personal
- Diagramas unifilares, planos

Comunicaciones

- Sistema de radio VHF, con tres canales
- 4 Líneas telefónicas, 2 de ellas para atención al cliente

2.4 OPERACION EN CONDICIONES NORMALES

Las instalaciones controladas actualmente son:

- 7 centrales de generación incluyendo sus subestaciones de elevación.
- 8 subestaciones de seccionamiento.

La información recibida en Despacho, de las instalaciones en las que tiene personal permanente de operación a través de la comunicación por radio es la siguiente:

Con una frecuencia horaria

- Centrales de Generación: potencia activa y reactiva generada, tensión de

salida; en el caso de la central de Cumbayá el nivel del reservorio, y de la Central Guangopolo hidráulica el caudal del río San Pedro y el nivel de su reservorio.

- Subestaciones de seccionamiento que reciben energía del SNI; potencia activa y reactiva entregada al SEQ, tensión de barras.
- Subestaciones de seccionamiento: tensión de barras.
- Despacho INECEL, entrega de potencia activa y reactiva en cada uno de los tres puntos de interconexión, tensiones en los puntos señalados.

Con una frecuencia diaria

- Centrales de generación: producción diaria de energía.
- Subestaciones de seccionamiento y de interconexión con el SNI; lectura de medidores de energía de la entrega, valores máximos y mínimos de corrientes en las líneas que salen de la subestación.
- Subestaciones de seccionamiento: valores máximos y mínimos de las corrientes en las líneas que salen de la subestación.
- Despacho INECEL, lecturas de medidores de energía de la entrega a la EEG.

Procesamiento de la información

El voltaje es la variable, sobre la cual se ejerce la supervisión, por lo tanto con la información recibida se procede a comprobar que en ninguno de los puntos supervisados la tensión esté fuera del rango de $\pm 5\%$. Con la información recibida de INECEL se controla que el total de la potencia activa entregada por el SNI no supere el valor de la potencia contratada y que el factor de potencia no sea menor a 0.9 (exigencia contractual).

La operación de las Centrales en función de su capacidad de regulación es la siguiente: Los Chillos, Pasochoa y Guangopolo, operan como Centrales de paso dependiendo la potencia del caudal de los ríos, Cumbayá y Nayón operan como centrales de pico entre las 10h00 y 12h00 (pico industrial) y entre las 18h00 y 21h00 (pico del sistema). Las unidades de la centrales térmicas operan igualmente a carga nominal y con un valor fijo.

La operación del reservorio de la central Cumbayá tiene mucha importancia debido a que en las horas pico, se requiere disponer del reservorio completo, para contar con la capacidad nominal de la central, lo que significa adicionalmente disponer de Nayón en las mismas condiciones. Este criterio operativo se ha definido por las ventajas económicas que representan para la EEG.

2.5 OPERACION DEL SEQ EN CONDICIONES DE EMERGENCIA

Procedimiento en caso de Disturbios o Fallas

La ocurrencia de un disturbio es conocida en Despacho de Carga en dos etapas, la primera constituye la información que se recibe de los tableristas de las S/E, de los operadores de las centrales, de reclamos de los clientes y de Despacho de INECEL respecto a:

- Salida de unidades o desconexión de líneas del SNI.
- Generación propia que se ha perdido.
- Desconexión de elementos del sistema de subtransmisión, tales como líneas, transformadores, bancos de capacitores, etc.
- Desconexión de salida de primarios de distribución, a nivel de subestación.
- Desconexión de otros elementos de seccionamiento ubicados a lo largo de los primarios de distribución.

En una segunda etapa se recibe la información respecto a la actuación de los relés de protección. Una vez conocida la magnitud del problema en las dos etapas definidas se procede a normalizar en caso de que la falla no sea permanente, caso contrario se comunica al personal de mantenimiento para que realicen los trabajos de inspección y reparación que se requieran.

Condiciones de emergencia

La operación del SEQ en condiciones de emergencia se la realiza con la ayuda de recomendaciones definidas en el Manual de Operación del Sistema, para algunas contingencias consideradas como las más severas, la información de ciertas subestaciones es solicitada en periodos de 5 minutos a los tableristas u operadores, durante la emergencia, con el fin de estar en capacidad de realizar cualquier acción de control inmediata en los componentes del sistema.

2.6 EVALUACION DE LA OPERACION ACTUAL DEL SEQ

Operación en condiciones normales

La supervisión de los niveles de tensión se tiene solo en 11 de las 50 barras que tiene el Sistema Eléctrico Quito, además esta supervisión se realiza cada hora, y no en forma continua. La regulación de tensión a nivel de la barra de salida de los primarios de distribución en las subestaciones, se la realiza por medio de los cambiadores de tap automáticos bajo carga con que cuentan los transformadores.

La supervisión de la carga de las líneas de subtransmisión, como se señaló anteriormente se la realiza cada 24 horas.

La ejecución de las maniobras para labores de mantenimiento de líneas de subtransmisión, o para poner en funcionamiento nuevas instalaciones que entran en operación, es otro de los puntos donde se ha comprobado que el proceso de transmisión oral de las órdenes, ejecución de la maniobra y confirmación de la misma ocupa un tiempo significativo. En las subestaciones del tipo de disyuntor y medio el tablerista demora unos 8 minutos por posición en las maniobras, a pesar de que se coordine con la otra subestación, el tiempo medio para dejar una línea lista para que el personal pueda trabajar nunca es menor a los 12 minutos. En el caso de líneas que alimentan subestaciones de distribución se provocan suspensiones de servicio de por lo menos 30 minutos considerando que se requieren realizar maniobras para la desconexión y la normalización. Los valores indicados son valores promedios estimados en base a la experiencia.

Operación en condiciones de emergencia

La operación del sistema en condiciones de emergencia la vamos a evaluar para los siguientes casos:

Fallas del SNI: Cuando se presentan fallas severas del SNI, hasta comunicarse por radio con Despacho INECEL y conocer una primera estimación de lo ocurrido, transcurre un tiempo medio de 5 minutos, luego de esta comunicación inicial se recibe después de unos 25 minutos la confirmación de que se ha restablecido el sistema troncal de transmisión del SNI y que se puede proceder a las maniobras de restablecimiento del servicio en el Sistema Quito. Resulta poco menos que imposible coordinar la normalización del SEQ con el SNI a pesar de todos los esfuerzos que se han hecho con el fin de establecer procedimientos para estos casos.

Fallas en el SEQ que involucre a SS/EE atendidas: El tiempo medio de conocimiento de falla en el sistema de subtransmisión del SEQ es de 5 minutos. En caso de presentarse problemas de sobrecarga en líneas o niveles de tensión fuera del rango del $\pm 5\%$ aceptado en las diferentes subestaciones, queda sujeto a la atención que ponga el tablerista en los equipos de medida de la subestación la posibilidad de recibir la información en Despacho.

Fallas en el SEQ en instalaciones no atendidas: Por medio de los reclamos de los clientes a través de llamadas telefónicas, con la dirección de los clientes y de la densidad de las llamadas se detecta la magnitud del problema, y que Área aproximadamente está sin servicio, este proceso de conocimiento de la falla tiene una duración aproximada de 10 minutos. Luego se comunica al Departamento de Operación y Mantenimiento de Distribución o al Departamento de Sistema Rural la ocurrencia del disturbio, y para confirmar esta información se requiere aproximadamente un promedio de unos 20 minutos más hasta que el personal llegue

a la subestación donde se ha presentado el problema y reporta la información a Despacho.

De la estadística de los años 1985, 1986 y 1987 se tienen los siguientes valores respecto a:

FALLAS A NIVEL DE PRIMARIOS DE DISTRIBUCION	AÑOS		
	1985	1986	1987
Número de desconexiones (*)	2.322	2.518	2.242
Tiempo total de desconexión (h)	5.705	2.265	2.139
Energía no vendida (Mwh)	6.014	4.192	4.173

(*) Se considera como desconexión la apertura del disyuntor de un alimentador primario.

Comunicaciones

La comunicación tiene dos aspectos que deben ser considerados, el personal involucrado en las mismas y las condiciones de confiabilidad del sistema de comunicaciones.

En lo que respecta al personal los problemas que se presentan tienen que ver en especial con dos aspectos: con el lenguaje técnico empleado, y con la capacidad de enfrentar situaciones de emergencia. Es común que se presente en caso de una falla en el Sistema alguno de los siguientes problemas:

- Disyuntor que no conecta desde el tablero (operación remota).
- Mala información sobre los relés de protección operados.
- Identificación incorrecta sobre el estado de los disyuntores (conectado o desconectado).
- Demora en la comunicación de la información.

El otro aspecto que se vuelve cada día más crítico en la operación del Sistema Eléctrico Quito es la poca confiabilidad de los sistemas de radio de VHF, en nuestro caso en el último año 1987 se han tenido los siguientes problemas: interferencias, bloqueo de la repetidora con la pérdida total de las comunicaciones.

3. PROYECCION DEL SISTEMA ELECTRICO QUITO

3.1 PROYECCION DE LA DEMANDA DE POTENCIA Y ENERGIA

Los estudios de proyección de la demanda de potencia y energía para determinar el equipamiento a nivel de subtransmisión y distribución han sido realizados fijándose como año horizonte el año 1992. Para el equipamiento en cuanto a capacidad de recepción de energía del SNI el año final del estudio es el 2.003, por lo tanto el análisis de las necesidades

operativas del SEQ se lo realizará para las dos etapas mencionadas.

CUADRO No 2

PROYECCION DE LA DEMANDA DE POTENCIA Y ENERGIA DEL SEQ

AÑO	POTEENC. (MW)	TASA CRE. (%)	ENERGIA (GWh)	TASA CRE. (%)
1986	235.7	--	1204.90	--
1987	244.5	3.73	1279.00	6.15
1988	266.2	8.88	1363.40	6.60
1989	284.1	6.72	1453.50	6.61
1990	302.0	6.30	1549.50	6.60
1991	322.0	6.62	1651.90	6.61
1992	342.9	6.49	1760.80	6.59
1993	369.0	7.61	1914.66	8.74
1998	505.7	6.51 *	2643.00	6.66 *
2003	687.7	6.34 *	3584.30	6.28 *

* Tasas de crecimiento anual para los periodos indicados.

3.2 CONFIGURACION DEL SEQ A LOS AÑOS 1992 Y 2003

El Sistema Eléctrico Quito en los años de 1992 y 2003 tendrán las configuraciones indicadas en los planos No 2 y No 3, además en el cuadro No.3 se presenta la evolución del equipamiento en cada una de las subestaciones del Sistema.

CUADRO No 3

EQUIPAMIENTO DE SUBESTACIONES DE DISTRIBUCION DEL SEQ

S/E	RELACION DE TRANS.	EQUIPAMIENTO PROGRAMADO (MVA)		
		1987	1992	2003
SUR	46/6.3	5/6.25	15/20	15/20
3	46/23/6.3	15/20	15/20	2415/20
4	46/6.3	8/10	15/20	15/20
6	46/6.3	5/6.25	5/6.25	5/6.25
7	46/6.3	15/20	15/20	2415/20
8	46/6.3	8/10	8/10	8/10
9	46/6.3	8/10	8/10	8/10
10-V	46/6.3	245/6.25	245/6.25	245/6.25
10-N	46/6.3	15/20	15/20	15/20
11	46/6.3	8/10	8/10	8/10
12	46/6.3	8/10	8/10	8/10
13	46/6.3	245/6.25	245/6.25	245/6.25
15	46/6.3	15/20	15/20	2415/20
16	46/6.3	2415/20	2415/20	2415/20
17	46/6.3	245/6.25	245/6.25	245/6.25
18	46/23	15/20	--	--
18	138/23	--	25/33	2425/33
19	46/23/13.8	15/20	--	--
19	46/23	--	20/27/33	2420/27/33
OLIMPICO	46/6.3	15/20	15/20	15/20
CAROLINA	46/6.3	15/20	15/20	2415/20
EPICL.	46/23	2415/20	2415/20	2415/20
TUMBACO	46/23	15/20	15/20	2415/20
SAN RAFAEL	46/13.8	8/10	--	--
SAN RAFAEL	46/23	15/20	15/20	2415/20
STA. ROSA	46/23	15/20	15/20	15/20
MACHACHI	46/22/6.3	6/7.5	6/7.5	6/7.5
EJIDO	46/6.3	--	15/20	2415/20
IRABUITO	46/6.3	--	15/20	2415/20
SOLANDA	138/23	--	25/33	2425/33
KENNEDY	138/23	--	25/33	2425/33
QUINCHE	46/23	--	15/20	15/20
SANGOLQUI	46/23	--	15/20	2415/20
GUAMANI	138/23	--	--	25/33
TOTAL		417.5	617.0	1081.75

CUADRO No. 3
(Continuación)

EQUIPAMIENTO DE SUBESTACIONES DE INTERCONEXION CON EL SNI

S/E	RELACION DE TRANS.	EQUIPAMIENTO PROGRAMADO (MVA)		
		1987	1992	2003
STA. ROSA	138/46	45/60/75	45/60/75	2445/60/75
VICENTINA	138/46	2433/45	2433/45	2433/45
SVA ALEGRE	138/46	60/80/100	60/80/100	2460/80/100
19	138/46	---	60/80/100	60/80/100
POMASQUI	230/138	---	---	225
NORTE	138/46	---	---	60/80/100
GUANGOPOLO	138/13.8	16/21/27	16/21/27	---
GUANGOPDLO	138/46	---	---	60/80/100
TOTAL		292.2	392.0	965.0

El plan de obras correspondiente al quinquenio 1987 - 1992, se encuentra en etapa de ejecución.

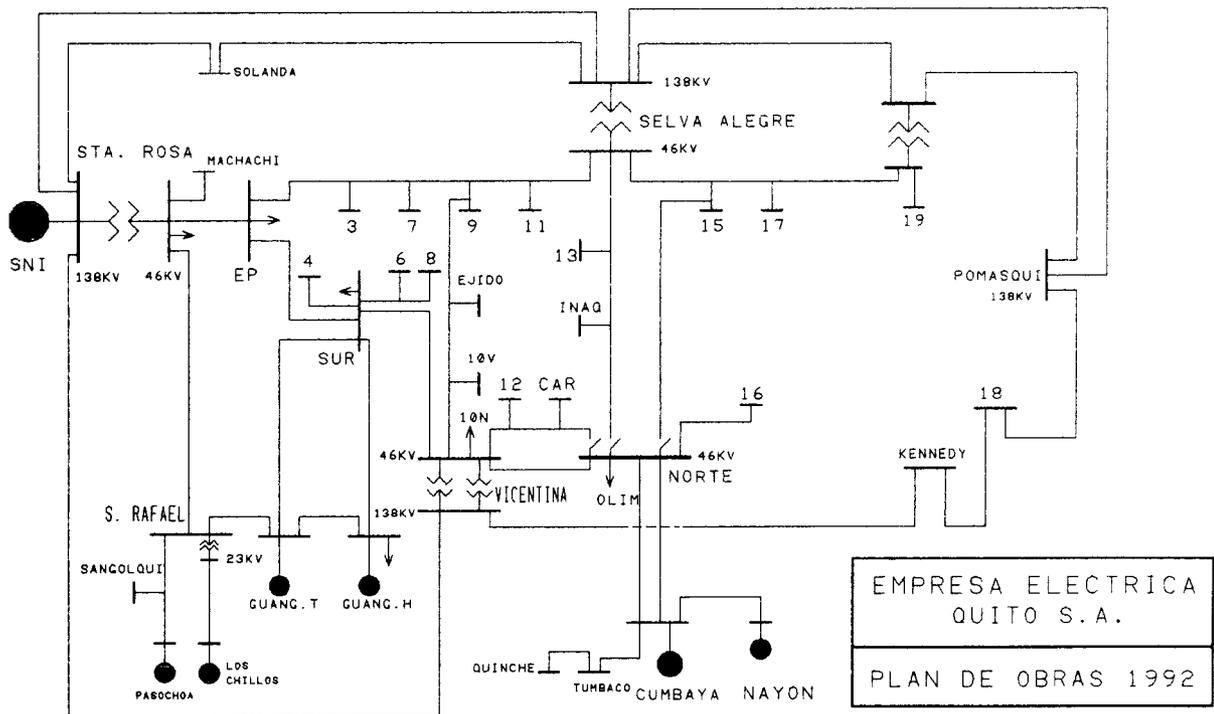
Al analizar el crecimiento del SEQ en relación al incremento del número de instalaciones, hasta el año 1992 se ha previsto la construcción de 6 nuevas subestaciones de distribución, a más de la ampliación de otras 4 subestaciones existentes, en cuanto a las subestaciones de seccionamiento del Sistema de Subtransmisión se ampliarán 10 de ellas. En el periodo desde 1992 al 2003, se incrementarán dos subestaciones, 1 de Distribución y 2 de Interconexión con el SNI, además se ampliarán 12 subestaciones de Distribución y 3 subestaciones de interconexión SNI - SEQ.

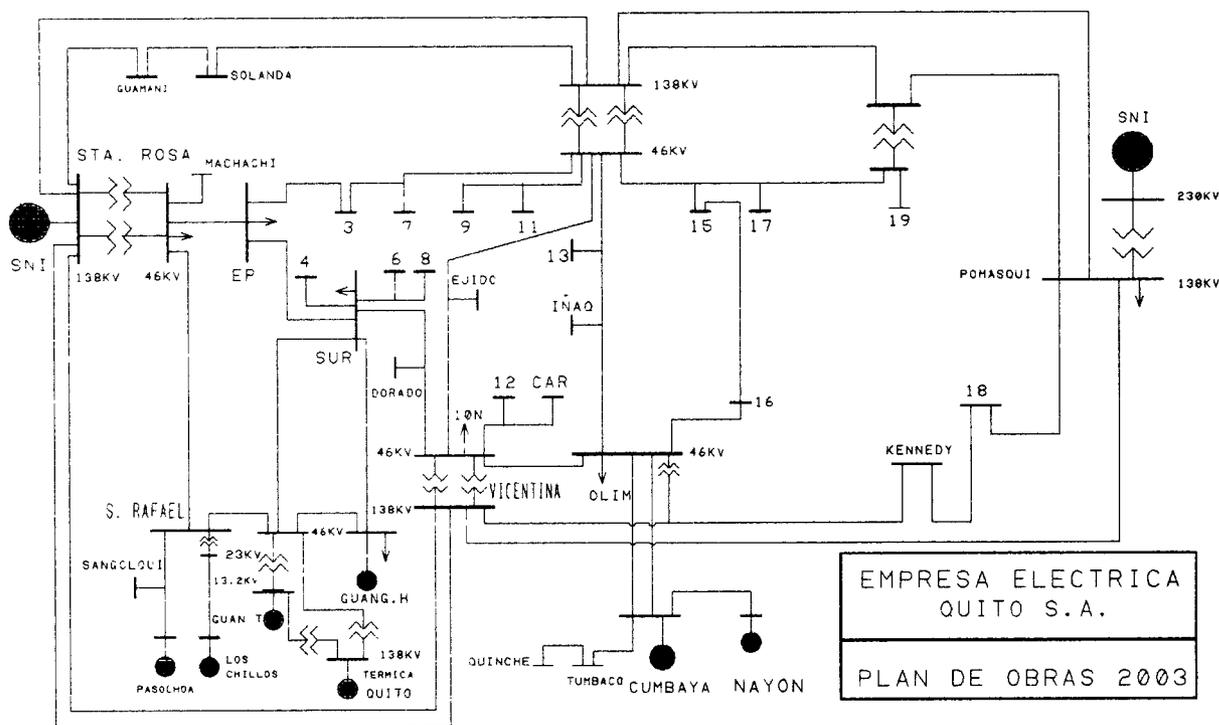
3.3 COMPARACION DE LA OPERACION DE LOS SISTEMAS ACTUAL Y FUTURO

En el año horizonte se contará con 32 subestaciones y 4 centrales de generación y el intercambio de información con INECEL de cinco puntos de interconexión. Bajo el supuesto, de mantener el esquema actual de operación y supervisión del Sistema, deberá incrementarse el volumen de información, se requerirá mayor tiempo del operador para la recolección de la información y para su registro manual. La imposibilidad de analizar la información recibida dará como resultado una disminución sensible en la calidad del servicio al usuario imputable a la supervisión del sistema.

De otro lado el crecimiento de la demanda del sistema es producto de un mayor desarrollo de la industria y el comercio lo que incrementa los requerimientos del usuario de un mejor servicio, tanto en calidad como en continuidad.

La supervisión del SEQ en condiciones de emergencia, es prácticamente imposible en las condiciones actuales. Aún más, el crecimiento del sistema agudizará el problema, lo que significa mayores riesgos para el personal y el equipamiento de la EEG, así como el aumento de los tiempos de reposición de servicio en caso de fallas.





4. DEFINICIONES FUNCIONALES DEL CENTRO DE CONTROL DE LA EEQ

La Empresa Eléctrica Quito S. A., requiere para la operación de su Sistema de Subtransmisión así como para el aprovechamiento de sus recursos de generación propios, la implantación de un Centro de Control.

El Centro de Control de la EEQ, CCEEQ, deberá funcionar coordinadamente con el CNCE de acuerdo a la filosofía definida para la supervisión y control del Sistema Eléctrico ecuatoriano en su conjunto, la cual define una estructura jerárquica que depende de la configuración y de las normas legales vigentes en el sistema eléctrico ecuatoriano.

La estructura de los Centros de Control a nivel nacional, que se define en este trabajo, es la siguiente:

- El primer nivel jerárquico de la estructura lo constituye el CNCE (Centro Nacional de Control de Energía), responsable de la supervisión y control de la red de generación y transmisión del INECEL, el SNI.

- El segundo nivel lo constituyen los CCA (Centros de Control de Área) encargados de supervisar y controlar las redes de Subtransmisión - Distribución de las Empresas Eléctricas, las mismas que reciben energía en bloque del SNI, además deben controlar sus recursos propios de genera-

ción. Dentro de este nivel jerárquico se encuentra el Centro de Control de la EEQ.

- El tercer nivel lo constituirán los CCD (Centros de Control de Distrito) encargados de la supervisión y control de áreas dentro del sistema de distribución donde la densidad y la importancia de la carga lo justifiquen, dentro de este nivel se ubicaría el proyecto desarrollado por la EEQ dentro del préstamo de la COMECOM.

4.1. ETAPAS DE DESARROLLO DEL CCEEQ

Se plantea la implantación del CCEEQ en dos etapas independientes, la primera un SCADA (Supervisory Control and Acquisition Data), quedando para desarrollarse dentro de la una segunda etapa la implantación de las funciones de aplicación que requiere el SEQ.

Etapas 1

La primera etapa involucra la instalación de todo el hardware, software, equipo de comunicaciones, auxiliar y de servicios necesario para cumplir con las siguientes funciones:

- Supervisión y control de la red en anillo de 46 KV y 138 KV, así como de las centrales de generación y de las subestaciones de distribución.

- Comunicación computador-computador entre el CNCE y CCEEQ.

- Funciones de reporte.

Etapa 2

La etapa incluirá el equipamiento completo de hardware y software, comunicaciones, necesario para cumplir las siguientes funciones de aplicación:

- Funciones de planeamiento operativo, básicamente predicción de la demanda
- Estimación de Estado
- Funciones de análisis de la red de potencia.

4.2. ALCANCE DE LA PRIMERA ETAPA DE DESARROLLO DEL CCEEQ

Etapa 1

El desarrollo de esta etapa, dependiendo de las condiciones económicas, puede ser cubierta en dos fases.

Etapa 1 fase 1

La supervisión y control del SEQ desde su Centro de Control, en lo que a su primera fase de desarrollo concierne, implica el suministro de la capacidad total de la Etapa en lo que a Hardware y Software se refiere, la instalación de unidades terminales remotas, UTR's, equipos de comunicación y auxiliares en 22 instalaciones (centrales y subestaciones).

Etapa 1 fase 2

Comprende la instalación de las UTR's, equipo de comunicación y auxiliares del resto de S/E de distribución (10 S/E adicionales).

5. SUPERVISION Y CONTROL DE RED

La experiencia en el control supervisorio computarizado de sistemas eléctricos determina un conjunto mínimo de funciones para lograr el establecimiento de lo que se ha denominado sistema SCADA.

Las funciones SCADA deben desarrollarse de una manera estandarizada que permita satisfacer los requerimientos de control del Sistema Eléctrico y que además su diseño tenga características de flexibilidad que permita tanto realizar variaciones por la incorporación al sistema de nuevas instalaciones o por ampliación de las ya existentes. Igualmente el sistema SCADA debe constituir la base para la implementación de funciones más avanzadas.

Además es muy importante que el SCADA se adapte perfectamente a la filosofía y características propias de operación del Sistema Eléctrico Quito. Esto significa que los requerimientos funcionales deben estar acorde con las necesidades urgentes que se requieren cubrir para la operación del sistema eléctrico.

A continuación se tratarán los temas de adquisición de datos, el monitoreo del

sistema y el procesamiento de eventos, las funciones de control y por último, el almacenamiento de la información y la elaboración de reportes.

5.1 ADQUISICION DE DATOS

La función de supervisión de red recoge la información enviada por las Unidades Terminales Remotas (UTR) ubicadas en las subestaciones y centrales del Sistema Eléctrico Quito. En caso de instalaciones que no dispongan de UTR, el ingreso de la información pertinente se debe realizarla en forma manual, de manera que la información sea completa y confiable capaz de proporcionar al operador el estado y las condiciones de operación del Sistema Eléctrico. Mediante el chequeo del estado de seccionadores y disyuntores se obtiene la información de la configuración de la red. El chequeo de alarmas informa al operador aquellas condiciones de equipos que están sobrepasando valores de operación normal al igual que cambios de estado de equipos. El chequeo de límites de las variables alerta al operador acerca de condiciones de operación que violan valores límites prefijados.

Los requerimientos de esta función son los siguientes:

Fuentes de información

La información que requiere el Centro de Control de la EEQ es enviada desde los siguientes puntos:

- Las subestaciones del SEQ donde se instalarán unidades terminales remotas.
- Las centrales del SEQ que serán controladas directamente desde el CCEEQ.
- El Centro Nacional de Control de Energía CNCE, vía enlace computador-computador.

Adicionalmente se requieren otros tipos de información que son los siguientes:

- Información introducida manualmente por los operadores y que proviene de instalaciones que no cuentan con UTR y cuya información es comunicada al CCEEQ a través de otros medios.
- Información del personal de mantenimiento de centrales, subestaciones y líneas de la Empresa.
- Información de otras Áreas de la Empresa.

Clasificación de la información

La información manejada por el CCEEQ se clasifica en las siguientes clases:

CLASE A: La información que automáticamente llega de las diversas UTR's y del CNCE a través de enlace computador-computador.

CLASE B: La información que es introducida en forma manual y todo el resto de información que llega a través de otros canales o medios de comunicación.

Tipo de información

El tipo de información de la CLASE A puede ser discreta, analógica o acumulativa.

Información proveniente de las UTR

La información discreta que se transmitirá al CCEEQ desde las UTR, es la siguiente:

- Estado de disyuntores y seccionadores de líneas, transformadores, barras, condensadores, generadores.
- Estado de selectores local/remoto para control de disyuntores del SEQ.
- Alarmas preventivas y de cambio de estado de los elementos de la red.
- Estado de selectores local/remoto de las unidades de generación controladas.

La información analógica a transmitirse será la siguiente:

- MW y MVAR en cada extremo de todas las líneas de subtransmisión del SEQ y de los transformadores.
- I y MW de todas las salidas de los primarios de Distribución.
- Voltaje en barras de las subestaciones de seccionamiento, distribución y generación del SEQ.
- Frecuencia del sistema en determinadas barras donde existe posibilidad de separación de áreas.
- MW y MVAR de cada uno de los generadores de las centrales controladas desde el CCEEQ.
- MVAR de condensadores del SEQ
- Posición del cambiador de taps de los transformadores del SEQ.

La información acumulativa que se enviará al CCEEQ desde los UTR será:

- MWh y MVARH por unidad de generación y por central.
- MWh y MVARH de entrega del SNI
- MWh totales de cada una de las subestaciones de distribución.

La información acumulativa será registrada cada cierto intervalo de tiempo (cada 15 min.) y luego transmitida al CCEEQ. También podrá ser transmitida ante solicitud del operador para facilitar el control de la entrega de energía de parte del SNI.

Información proveniente del CNCE

La información enviada desde el CNCE al CCEEQ se transmitirá vía enlace computador-computador y será básicamente la información correspondiente a la red de mutuo interés para la operación de los dos sistemas (5).

La información discreta será aquella que permita conocer el estado topológico de la red (5), es decir:

- Estado de interruptores y seccionadores correspondientes a líneas, transformadores, condensadores, reactores, generadores que estén incluidos en la red (5).
- Alarmas de ciertos elementos de red(5).

La información analógica, que se transmita deberá permitir al CCEEQ disponer de la información completa referente a los flujos de potencia de la red (4). Las variables analógicas a transmitirse serán las siguientes:

- Mw y MVAR en cada extremo de líneas y transformadores de la red (5).
- Voltajes en todas las barras pertenecientes en la red (4).
- Mw y MVAR de cada generador ubicado dentro de la red (5).
- Posición de taps de transformadores ubicados en la red (4).
- MVAR de condensadores y reactores que se encuentren dentro de la red (5).

La información acumulativa que debe transmitirse entre el CNCE y el CCEEQ debe ser:

- MWH y MVARH de entrega del SNI al SEQ en los distintos puntos de interconexión tanto para cada cierto intervalo de tiempo como también valores totales de entrega.
- MWH de las unidades generadoras o de las centrales importantes del SNI.

Atributos de la Información

Frecuencia de Adquisición de la Información

La información de clase A de las UTR del SEQ y de los enlaces computador-computador con el CNCE tendrán las siguientes frecuencias de adquisición:

- a) Las mediciones analógicas serán renovadas de acuerdo a uno de los siguientes mecanismos:
 - Actualización por violación del rango de banda muerta.
 - Renovación en intervalos de entre 5 a 10 segundos cuando se realiza el chequeo en forma periódica.
- b) La medición acumulativa deberá renovarse y almacenarse en intervalos de 15 minutos.
- c) El estado de interruptores y alarmas será actualizado dentro de un lapso de 1 a 3 seg. en aquellas UTR donde se haya detectado un cambio de estado.

Protocolo para Intercambio de Información

Para la transmisión de la información vía

computador-computador entre el CCEEQ y el CNCE se requiere establecer un protocolo que debe regir el intercambio de información entre Centros de Control. Este protocolo deberá definirse conjuntamente con INECEL y forma parte del protocolo general de comunicaciones.

5.2 SUPERVISION DE RED

Introducción

La supervisión de red se realizará mediante el chequeo de los valores recolectados y calculados asegurando que estos valores permanezcan dentro de límites permisibles. Además las indicaciones de estado serán chequeadas para determinar cambios de estado, siendo estos cambios almacenados conjuntamente con la etiqueta de tiempo correspondiente a la información del instante en el que se produjeron.

Supervisión de Estado

La función de supervisión de estado que deberá realizar el CCEEQ abarca los puntos mencionados a continuación:

- Indicación de estado de interruptores de líneas, generadores, transformadores, primarios de distribución, bancos de capacitores, etc.

- Indicación de estado de seccionadores.

- Indicación de estado de alarmas.

Indicación de la posición del cambiador de taps en los transformadores.

- Indicación de la posición de control local/remoto para los componentes del sistema que son controlados desde el CCEEQ.

- Indicación de la posición de control local/remoto en los generadores controlados desde el CCEEQ.

Chequeo de valores límites

Cada valor medido que llega al CCEEQ debe ser comparado con un conjunto de valores límites:

- Valores superiores/inferiores de razonabilidad de la información.

- Valores superiores/inferiores que informan y alertan al operador para que se lleven a cabo acciones correctivas de manera de prevenir que se excedan valores límites que causan operación de alarmas.

- Valores superiores/inferiores que causan la operación de alarmas deben ser especificados para cada componente del Sistema.

El chequeo de valores límites se deben realizar a todos los valores medidos como también a los valores ingresados manualmente.

Para esta función de chequeo se deben usar rangos de banda muerta de manera de

evitar el procesamiento de eventos y la aparición de alarmas ante fluctuaciones menores del valor medido alrededor de los límites o ante la presencia de transitorios que no provocan cambios adicionales.

En el Sistema Eléctrico Quito deben definirse valores límites para la siguiente información:

- Máximos y mínimos de potencia activa y reactiva de generación.

- MVA máximos de transformadores.

- Temperaturas máximas de aceite y devanados de transformadores.

- Taps máximos y mínimos de transformadores.

- Voltaje máximo y mínimo permisible en barras.

- MVA máximos en líneas.

- Corriente máxima en primarios de distribución.

Atributos de Calidad de Datos

En la siguiente lista se presentan las diversas clases de datos que deberán distinguirse con sus correspondientes indicaciones de identificación:

- Información actualizada/no actualizada.

- Adquisición de datos automática/manual/calculada.

- Información bloqueada por actualización

- Información bloqueada por procesamiento de eventos.

- Información bloqueada por control remoto.

- Estado normal/anormal de la información.

- Información fuera del límite, razonable/alarma/alerta/cero.

- Estado de alarmas.

- Alarma conocida/sin conocer.

5.3. PROCESAMIENTOS DE EVENTOS

Un evento es definido con un cambio de estado en el sistema, detectado por la función de supervisión. Este cambio de estado puede ser causado por un disturbio ocurrido sea en el sistema eléctrico o en el sistema de control, o por acciones del operador. El procesamiento de eventos consiste en asignar códigos de identificación a los eventos para distinguirlos claramente en su presentación en la pantalla, impresora, etc.

Las siguientes funciones deben incluirse para el procesamiento de eventos.

Agrupamiento de eventos

Todos los eventos generados por la función de supervisión deben pasar por un

proceso de agrupamiento previo a su almacenamiento los eventos son agrupados de acuerdo a:

- a) Subsistemas, subestaciones o centrales
 - b) Condición del evento
- Alarma no conocida por el operador. La alarma persiste hasta que el operador asuma conocimiento de la misma.
 - Alarma persistente. La alarma se mantiene hasta que el estado del equipo retome su estado normal.
 - Mensaje del evento. Presentación del evento al operador.

La condición del evento debe distinguir al evento dependiendo del sistema de origen:

- Eventos del sistema de potencia
- Eventos del sistema de control

Con respecto al procesamiento de eventos se pueden identificar varias áreas dentro del sistema de control:

Sistema central de computadora

Sistema de adquisición de datos:

- Sistema de comunicaciones
- Terminales remotas

c) Clases de eventos

La clase de eventos depende de:

- Tipo de información: analógica, discreta, acumulativa
- Causa del evento: indicaciones o valores medidos como voltajes, potencia, corriente, temperatura, estado de disyuntores, estado de seccionadores.
- Razón del evento: Evento espontáneo, acción del operador, etc.
- Prioridad del evento: La prioridad está definida como la combinación de la causa del evento y el criterio de razón del evento.

Almacenamiento de eventos

Esta función es importante para el almacenamiento de los eventos que han sido presentados en listas por pantalla.

Conteo de eventos

Las alarmas no reconocidas y las persistentes provocan el inicio de la función de conteo. Este conteo con su código asociado es usado para presentación de listas de resumen de alarmas y puede ser referido a:

- Subsistemas: Resumen de los eventos ocurridos
- Subestaciones o Centrales: Eventos producidos en determinada subestación o central.

Inicio de funciones

Ciertas funciones son iniciadas al producirse eventos. Estas funciones son:

- Actualización de la información en pantallas, bases de datos, impresoras.
- Inicio de alarmas audibles para el operador.
- Inicio de funciones de almacenamiento de información para análisis posterior (PMR Post - mortem - review).
- Activación de alguna función de procesamiento especial.

5.4. ALMACENAMIENTO DE INFORMACION Y REPORTES

En general los sistemas SCADA manejan una gran cantidad de información histórica y de programación operativa para lo cual es necesario que esta información disponga de etiqueta de tiempo (time tagged data).

Las funciones de manejo de la información con etiqueta de tiempo son las siguientes: manejo de la información histórica, análisis posterior de eventos y disturbios, realización de cálculos y reportes.

Información histórica

El tratamiento de la información histórica se refiere al almacenamiento de información en tiempo real recolectada o calculada en el sistema de base de datos, añadiendo a cada uno de los datos la etiqueta de tiempo correspondiente.

La información histórica es usada para la elaboración de reportes y se debe disponer de medios para almacenar grandes volúmenes de información con etiqueta de tiempo en cinta magnética de manera que los procesos de tratamiento estadístico de esta información sean realizados en computadoras fuera de línea.

En el CCEEQ se debe almacenar y manejar la siguiente información histórica:

- a) Información almacenada cada 15 minutos.
 - Voltaje, Mw y MVAR en barras de generación y de carga.
 - Mw y MVAR en primarios de distribución.
 - Mw y MVAR de entrega de INECEL.
 - Mw y MVAR totales del SEQ.
- b) Información almacenada cada hora
 - Caudales del Río San Pedro.
 - Niveles de agua de los reservorios de Guangopolo y de Cumbayá.
 - Temperatura ambiente promedio.
- c) Información diaria y mensual
 - MWH y MVARH de centrales de generación propia y de entrega de INECEL.

- MWH y MVARH de primarios de distribución.
- Mw y MVAR máximos en los puntos de entrega de INECEL y en los de generación propia.
- Consumo y existencia de combustibles en las centrales no hidráulicas.

Almacenamiento de disturbios y análisis

Dentro de las funciones de almacenamiento de disturbios se pueden distinguir dos clases: almacenamiento de información de secuencia de eventos y almacenamiento de información de disturbios para un análisis posterior.

a) Almacenamiento de secuencia de eventos

Los cambios de estado deben almacenarse en orden cronológico incluyendo la información del instante en que se produjeron.

El almacenamiento de secuencia de eventos es transferido a la computadora central dentro de cada ciclo del proceso de chequeo de la información, pero con un nivel de prioridad menor al de las indicaciones de estado y al de valores medidos.

b) Almacenamiento de información para análisis posterior.

Esta función se encarga de almacenar la información previa y posterior pertinente a la ocurrencia de un disturbio en el sistema eléctrico.

Periodos de tiempo típicos para el almacenamiento de información de disturbios son: 10 minutos antes del disturbio y 5 después.

Cálculos y reportes

Los cálculos matemáticos que están incluidos dentro del sistema SCADA no son muy complejos, pero su cantidad es bastante apreciable debido al número de cálculos y frecuencia de realización.

La programación de estas rutinas debe realizarse por medio de un paquete de software que permita especificar los cálculos. Los cambios que se requieran por mantenimiento deberán realizarse de una manera fácil y ágil sin que el personal encargado de esta tarea requiera un conocimiento detallado de programación en tiempo real.

El sistema SCADA incluye gran número de cálculos numéricos y para su realización exige varios requerimientos:

- Capacidad de realización de funciones de cálculos aritméticos.
- Permitir chequeos tanto lógicos como numéricos.
- Comunicación interna del sistema de base de datos entre los valores en tiempo real y los valores con etiqueta de tiempo.
- Capacidad para realizar interpolaciones y operaciones matriciales.

Además se requieren funciones lógicas para el cálculo de estado, que son una combinación lógica de un conjunto de indicaciones o señalizaciones. Para realizar estos cálculos se tienen los siguientes requerimientos:

- Chequeo y combinación de indicaciones de estado.
- Realización de operaciones lógicas con la información de estado.
- Comunicación dentro del sistema de base de datos para incluir la etiqueta de tiempo y para el almacenamiento.

Una gran cantidad de cálculos numéricos y lógicos que se requieren para la elaboración de los diversos reportes a se presentados tanto en pantalla como en la impresora. Los reportes que se necesitan para el CCEEQ son los siguientes:

a) Reportes horarios

- Voltajes en las barras del sistema
- Mw y MVAR de generación de centrales y de entrega de INECEL.
- Factores de potencia en los puntos de entrega del SNI.
- Mw y MVAR de carga totales del sistema eléctrico.
- Caudales del río San Pedro y niveles de los reservorios de Guanguapolo y Cumbayá

b) Reportes diarios

- Mwh y MVARH de centrales del SEQ y de entrega del SNI
- Valores totalizados de Mwh y MVARH de las centrales del SEQ y de entrega del SNI.
- Valores máximos registrados del flujo de potencia en líneas, transformadores y generadores.
- Curva de carga diaria total del sistema
- Consumo diario y existencia al final del día de combustibles.

5.5. FUNCIONES DE CONTROL

Las funciones de control se encargan de analizar y enviar los mensajes de control desde el centro de control hasta las UTR. Estas acciones deben ser muy seguras y por lo tanto se deben realizar chequeos referentes a:

- Chequeo de las acciones llevadas a cabo por el operador con la ayuda de la pantalla y el teclado.
- Chequeo de información tanto a nivel de Software como de la base de datos.
- Verificación automática de la respuesta a los comandos.
- Chequeo adicional del UTR antes que sea llevada a cabo la acción del comando.

- Verificación de enlace con la UTR

Clases de funciones de control

Las funciones de control que se requieren para el CCEEQ se las puede agrupar en 3 subclases: control individual, control de equipo de regulación y esquemas de control secuencial:

a) Control individual

Son los comandos básicos cuyo resultado constituyen la variación de la topología del sistema eléctrico.

b) Control de equipo de regulación

Las acciones ejecutadas por esta función se pueden dividir en dos grupos: Comandos de subida/bajada y ajuste de puntos de operación de equipos de regulación.

c) Esquema de control secuencial

Esta función permitirá que las órdenes de control sean programadas y su ejecución sea realizada en forma automática siguiendo una secuencia predefinida.

El inicio del control secuencial podrá ser dado por el operador o por la presencia de ciertos eventos.

Se deberá especificar un chequeo de seguridad para verificar que el proceso se esté llevando a cabo correctamente.

Intercambio de funciones de control con el CNCE

La operación y el funcionamiento del SEQ es dependiente del SNI, por lo tanto, la operación debe realizarse de tal forma de mantener al sistema eléctrico global dentro de su estado normal. Además el CNCE en determinadas circunstancias requerirá se tomen acciones de control dentro del SEQ para lo cual se establece la comunicación de control mediante el enlace computador-computador.

Los comandos de control pueden ser dirigidos hacia las UTR que están ubicadas dentro del área frontera (5), respecto a los siguientes elementos:

- Control sobre disyuntores de líneas, transformadores, bancos de capacitores, etc, pertenecientes a la red (5).

El proceso mediante el cual se llevarán a cabo estas acciones de control tiene varias alternativas, que deberán ser evaluadas conjuntamente con el personal del Centro de Control de INECEL.

6. INTERFAZ HOMBRE - MAQUINA

Una función importante que debe cumplirse mediante la interfaz H/M, es la labor de mantenimiento y diagnóstico, en tiempo real, del hardware y software del sistema completo del centro de control.

6.1. REQUERIMIENTOS FUNCIONALES DE LA INTERFAZ H/M

6.1. REQUERIMIENTOS FUNCIONALES DE LA INTERFAZ H/M

El subsistema de la interfaz H/M será requerido por el operador para responder de manera inmediata a las acciones que este ejecute, sea para obtener información así como para enviarla. Dos tipos de respuestas se especificarán para el sistema, respuestas de despliegue y respuestas de confirmación a las solicitudes del operador.

En condiciones normales de operación del sistema de potencia, el tiempo completo de presentación de un despliegue será de máximo 1 segundo, este tiempo será medido desde que el mismo es solicitado hasta que el despliegue este completo con toda la información dinámica. Bajo condiciones operativas de pico del sistema de control, este tiempo de respuesta en ningún caso podrá exceder de 5 segundos.

El subsistema de la interfaz H/M debe suministrar una confirmación inmediata a las solicitudes del operador. Este criterio de confirmación será inmediato tanto para condiciones normales como de emergencia en la operación del sistema eléctrico de potencia.

La organización de los despliegues debe ser lógica de tal manera de ir de un despliegue a otro de una manera obvia.

La información general y particular de los despliegues, título, tiempo del sistema, etc., deberá ocupar siempre la misma posición. Los campos de entrada de datos serán lo más similares posible. El uso de colores para la discriminación de la información dinámica debe ser considerada con mucha atención, por su importancia.

La capacidad de visualización del subsistema H/M será utilizada para labores de mantenimiento y diagnóstico en tiempo real de los otros subsistemas.

El subsistema de la interfaz H/M debe tener la capacidad de adaptarse a las condiciones dinámicas del sistema de potencia, es decir, a medida que vaya cambiando la configuración de la red, de las subestaciones, etc, los despliegues correspondientes deberán irse actualizando, modificándose por los formatos mantenidos en los archivos.

6.2. REQUERIMIENTOS DEL EQUIPAMIENTO DE LA INTERFAZ H/M

Configuración de consolas

El elemento principal de la interfaz H/M serán las consolas operativas, localizadas 3 en la sala de control y una adicional para labores de entrenamiento de operadores y mantenimiento de software, por lo tanto deberán disponer de todo el equipamiento necesario de tal manera, que sin buscar otra consola, pueda cumplir todas las acciones de acuerdo a la función asignada.

La Sala de control del CCEEQ dispondrá de tres consolas operativas idénticas.

Los operadores estarán concentrados en las siguientes áreas de atención:

- Uno en la operación de las centrales de generación, sistema de subtransmisión a 138 KV y 46 KV, y el control de la entrega de energía del SNI.
- Uno en la operación, de los disyuntores a nivel de primario de distribución, y la coordinación con el supervisor de la operación del sistema de distribución.
- El supervisor coordinará las acciones a nivel de todo el sistema eléctrico Quito, así como con el supervisor del CNCE.

La cuarta consola, configurada exactamente como las anteriores pero localizada fuera de la sala de control, será utilizada para entrenamiento del personal, y además como consola para labores de programación y mantenimiento.

Una quinta consola estará ubicada en el Centro de atención a los clientes, y estará configurada en forma muy simple puesto que su función será la de disponer para esta dependencia de la información sobre las novedades en el SEP que tengan relación con subestaciones y primarios desconectados.

Las cuatro consolas principales tendrán la capacidad de efectuar cualquier función de control, la asignación de una función a una consola en particular deberá ser detectado como evento en el sistema de control. Las consolas deberán ser capaces de operar en los modos de supervisión, operación y entrenamiento, los mismos que tienen el siguiente significado:

- Modo operación permitirá de todas las funciones de control y mando del SEP.
- Modo de supervisión permitirá disponer de toda la información pero no permitirá la introducción de datos o comandos.
- El modo de entrenamiento enlazará la consola con el subsistema de simulación.

Los modos de operación de las consolas se controlarán desde la consola de supervisión, debiendo el sistema disponer de la capacidad de verificar que al menos una de las consolas se encuentre en el modo de operación.

Descripción de las consolas

Las consolas señaladas en el punto anterior, excepto la quinta, dispondrán de un grupo de TRC, equipo de interfaz y tendencia, facilidades de comunicación y áreas de archivo de documentación. Cada consola dispondrá de un banco de 3 TRC a color de 19 pulgadas, dispuestos de acuerdo a la consideración de aspectos humanos (ergonómicos).

Con el fin de obtener una alta disponibilidad de las consolas, los TRC y equipos de entrada deberán estar conectados al sistema de computación por varios controladores de tal forma que, la falla de cualquier componente no cause la indisponibilidad de las consolas. Los TRC deberán ser manejados individualmente, es decir por controladores separados de tal manera que la pérdida de uno y aún de dos, permita que el operador tenga acceso al sistema aunque en modo degradado. Esta filosofía de redundancia deberá utilizarse en todo el equipamiento considerado vital en el funcionamiento de la interfaz H/M.

Las tres primeras consolas dispondrán de dos equipos de registro, una unidad de copiado y un registrador gráfico de tendencias, los mismos que no se consideran críticos es decir no se requiere redundancia en los mismos.

Las tres consolas de la sala de control deberán disponer de las facilidades completas de comunicaciones con el fin de permitir el contacto entre el operador del CCEEQ y el personal de las centrales, subestaciones u oficinas.

La consola a ubicarse en el Centro de Atención a los Clientes dispondrá solo de un TRC, y de las facilidades de ingreso de información similares al resto de consolas.

6.3. EQUIPAMIENTO ADICIONAL DE LA INTERFAZ H/M

Registadores de Cinta

Dentro de la interfaz H/M, se considerará la instalación de registradores de cinta, los mismos que se los colocará en una área de fácil acceso visual desde todas las consolas. Se definen los siguientes valores ha ser registrados:

- Demanda total en MW del SEQ
- Demanda total en MVAR del SEQ
- Frecuencia del Sistema
- Entrega total en MW del SNI al SEQ
- Entrega total en MVAR del SNI al SEQ

Cada registrador de cinta estará equipado con una lectura digital del último valor enviado al registrador.

Registadores Operacionales

Se dispondrá de 2 registradores operacionales, uno para el registro de los eventos periódicos del sistema, y el segundo para los eventos durante operación en condiciones anormales.

Tonos Audibles

La interfaz H/M requiere de la disponibilidad de tonos audibles para alertar al operador de la presencia de algún evento en el sistema. Se determina el requerimiento de disponer de por lo menos 3 tipos diferentes de tonos audibles.

Panel Mímico

La EEQ considerará necesario disponer únicamente de un panel mímico que ubique geográficamente los detalles del SEQ, incluyendo en el mismo la configuración de la red de subtransmisión, subestaciones de distribución y disyuntores de

salida de los alimentadores primarios. Este panel no dispondrá de elementos dinámicos.

7. CONCLUSIONES

La importancia social, política y económica del área de concesión de la EEQ, determina la necesidad de contar con una herramienta para la operación del SEQ que permita conseguir índices de calidad y confiabilidad de servicio, superiores a los actuales.

La necesidad de contar con un sistema SCADA, desde el punto de vista técnico está totalmente sustentada, por lo tanto se requiere continuar y concluir el presente proyecto de implantación del CCEEQ.

Las limitaciones económicas de la EEQ ha planteado la necesidad de definir el proyecto en dos etapas independientes entre sí, esto es implantar en una primera etapa un sistema SCADA, dejando para una segunda las funciones de aplicación que se requieren.

8. AGRADECIMIENTO

La firme convicción de los ingenieros que trabajan en el CNCE, sobre la responsabilidad que tenemos los profesionales de la Ingeniería Eléctrica en el desarrollo del país, ha permitido que el grupo de trabajo del CCEEQ cuente con su invaluable aporte en el proyecto.

BIBLIOGRAFIA

1. T. Cegrell, Power System Control Technology, Sweden, 1985
2. T. Cegrell, F. Dahlfors, '125 Computerized Power System Control Centres an Experience Base for Future Concepts', CIGRE, 1984 Session
3. 'Feasibility Report on Load Dispatching Center Project for EEQ', JCI, Japan, October 1985
4. 'Power System Computer Studies', ASEA Publication
5. G. Argüello, G. Ruiz, G. Uquillas, 'Implantación de Centros de Control en el Ecuador para la Operación de Sistemas Eléctricos de Potencia', IX Congreso del CIEEE, Guayaquil, Diciembre 1985.



Fernando Gómez M., Quito 7 de Marzo de 1954, realizó sus estudios superiores en la Escuela Politécnica Nacional, obtuvo su título de Ingeniero Eléctrico en el año de 1977, actualmente trabaja para la Empresa Eléctrica Quito S.A.