

EVALUACION DEL DESEMPEÑO Y DE LA EVOLUCION DEL SISTEMA DE SUPERVISION Y CONTROL DE CHILGENER

Marco Arróspide R. y Cristián Muñoz M.
Departamento Movimiento de Energía, CHILGENER S.A.
Miraflores 222, Santiago de Chile

RESUMEN

En este trabajo se presenta un análisis del desempeño del Sistema de Supervisión y Control de CHILGENER (SSC) en sus primeros cinco años de servicio. Además se evalúan aquellos beneficios que lo justificaron como proyecto. También se presentan los nuevos requerimientos que darán lugar a la evolución del actual sistema. Estos requerimientos tienen su origen en tres fuentes diferentes: crecimiento de la empresa, desarrollo del Centro de Despacho Económico de Carga y obsolescencia tecnológica de los equipos computacionales que conforman el SSC. Se concluye que el desarrollo futuro del sistema debe considerar necesariamente un cambio de algunos de sus elementos de hardware y software, pero no de la totalidad del sistema.

ABSTRACT

In this paper, an analysis of CHILGENER Supervisory and Control System (SSC) operation in its five years of service is showed. Furthermore, those benefits that justified its origin as project are evaluated. Also, the new requirements that will cause the evolution of actual system are presented. These requirements have origin in three different sources: development of the company, development of Load Economic Dispatch Center and the technologic obsolescence of computational equipments that conform the SSC. The conclusion is that the future development of SSC must consider a change in some hardware and software elements, but not in the complete system.

1. INTRODUCCION

El Sistema de Supervisión y Control de CHILGENER (SSC) entró en operación en 1988. Basado en el sistema Landis & Gyr LS-3000, fue proyectado y concebido como un sistema con funcionalidades de SCADA[1], pero con algún margen de crecimiento tanto en hardware como en software, con el objeto de agregarle programas de aplicación de sistemas eléctricos de potencia. Estos

programas, configurador de la red[2], estimador de estado[3] y flujo de potencia[4], todos en línea, fueron desarrollados en la empresa y puestos en servicio en 1991.

No obstante el éxito obtenido al lograr la integración de estos desarrollos con el software de SCADA, residente en el par de computadores PDP 11/84 que constituyen la unidad de procesamiento de la estación maestra, prontamente se visualizó que la capacidad de crecimiento del sistema había llegado a su límite y que cualquier desarrollo adicional sobre estos computadores degradaría sustancialmente la operación del SSC.

Además, dado el rápido desarrollo de las tecnologías de computadores que en la actualidad permite tener máquinas más poderosas y a costos más reducidos que sus predecesoras, la obsolescencia de los componentes computacionales que constituyen los sistemas de control se ha visto acelerada. A esto se agrega el hecho de que desde la etapa de concepción hasta la puesta en servicio de los proyectos de supervisión y control en muchos casos ha existido una diferencia de varios años. Este ha sido el caso del sistema LS-3000 que ya en el año 1992 ha sido discontinuado de fábrica, aunque contractualmente existe el compromiso de suministrar repuestos por lo menos hasta 5 años más. Sin embargo, el crecimiento de la capacidad de supervisión no está garantizado.

Por otro lado, la evolución del mercado de la energía eléctrica tanto a nivel nacional como internacional, ha hecho que CHILGENER como empresa esté interesada en lograr la integración en forma efectiva de toda la información tanto de sus plantas de generación como de la operación de los sistemas eléctricos en los cuales participa. Esto impone nuevos requerimientos a la principal fuente de información en tiempo real con que cuenta la empresa, el SSC, en el sistema eléctrico más importante del país, el Sistema Interconectado Central chileno (SIC).

No obstante la problemática presentada y que es tratada en detalle en este trabajo, el SSC a continuado realizando las funciones para las cuales fue concebido originalmente. De este modo, ha sido posible evaluar su desempeño en los casi 5 años de operación.

2. EVALUACION DEL DESEMPEÑO DEL SSC

A continuación se analiza cualitativa y cuantitativamente el desempeño del SSC:

a) Disponibilidad de la Supervisión y Control

El SSC ha tenido una disponibilidad del 100% de su capacidad de supervisión y control durante su vida de operación. Esto se ha debido fundamentalmente a la configuración redundante de computadores de la estación maestra, a los sistemas alternativos de suministro de energía, a los sistemas de respaldo de comunicaciones y al stock de repuestos disponibles.

En general, se han presentado mayoritariamente fallas en los sistemas de comunicaciones que han dejado inhabilitada la supervisión de una Unidad Terminal Remota (UTR) en forma temporal, pero aún en los casos en que dicho enlace no ha poseído una vía de comunicaciones de respaldo, la supervisión del resto del sistema no se ha visto degradada.

También se han presentado algunas fallas en los sistemas de suministro de energía (UPS y grupo electrógeno) que han sido superadas con esquemas alternativos de alimentación, por lo que tampoco han afectado la disponibilidad del SSC.

En menor cantidad se han registrado fallas de tarjetas, principalmente de las UTR, las que han sido reparadas oportunamente y sin grandes dificultades.

En cuanto a las fallas de software, que ocurren con baja frecuencia, siempre ha existido la asistencia del computador de respaldo para tomar el rol del computador principal que ha quedado inhabilitado por tales fallas.

b) Integración entre los despachadores de energía y el SSC

Generalmente, los sistemas de supervisión y

control tienen difícil aceptación y asimilación por parte de los despachadores de energía, quienes en algunos casos llevan muchos años trabajando con antiguos procedimientos de supervisión y cuya única herramienta utilizada para tales efectos es un teléfono.

Sin embargo, en el caso de CHILGENER se ha destacado la rápida acogida por parte de los despachadores de energía de la tecnología introducida por el SSC. Esto se ha debido fundamentalmente a tres aspectos importantes: los planes de adiestramiento y capacitación que se les ha otorgado, las facilidades de la interface hombre/máquina del SSC que, sin dejar de ser funcional, es bastante simple de asimilar y manipular y, el nivel técnico de estos profesionales.

Una ventaja clara de la integración entre el SSC y el despachador de energía es el mejor uso del tiempo de este último, ya que en lugar de ocuparse de obtener la comunicación telefónica para solicitar el estado de un equipo, la razón de una operación repentina o valor registrado por un instrumento, se ha ocupado en mayor grado y en forma más efectiva del análisis y la supervisión global del sistema eléctrico.

c) Cifras de mérito relacionadas con la operación del sistema eléctrico y los recursos generales de la empresa

En la evaluación técnico-económica del proyecto que dio origen al SSC se consideraron beneficios que involucran dos grandes conceptos[5]: la optimización de la operación del sistema eléctrico de potencia y la optimización de recursos generales de la empresa.

En relación a la operación del sistema eléctrico de potencia se definieron beneficios económicos por la disminución de los tiempos de interrupción de servicio, disminución de las pérdidas de energía y aumento de la vida útil de materiales y equipos.

Con respecto a los tiempos de recuperación de caídas totales y parciales de servicio se estimó que éstos se podían reducir en un 80%. De acuerdo a lo indicado en la Tabla N° 1, esta reducción en la práctica ha sido del orden de un 82% como promedio. Esto se ha debido principalmente al uso de telecomandos y a la disponibilidad de la información del estado del sistema, con lo cual se ha

podido agilizar la operación cuando se han presentado condiciones de emergencia.

Desconexiones Forzadas				
Año	Horas	Cantidad	Promedio (hrs/desc)	
82	1156	48	24.1	SIN SCADA 10.4
83	296	28	10.6	
84	555	58	9.6	
85	233	33	7.1	
86	216	36	6.0	
87	107	22	4.9	
88	14	14	1.0	CON SCADA 1.9
89	84	30	2.8	
90	170	41	4.1	
91	70	51	1.4	
92	4	12	0.3	

Tabla N°1 Desconexiones Forzadas

En el caso de la disminución de las pérdidas de transmisión y transformación se estimó que para el periodo 1988-2002 esta reducción sería del orden de un 15%. Según se aprecia en la Tabla N°2 en la práctica este valor ha sido del orden de un 38% como promedio. Cabe destacar que la variación de pérdidas de un año a otro está relacionada además con el efecto hidrológico que da origen a la presencia o ausencia de generación térmica, lo que afecta la distribución de flujos de potencia, y con el empeoramiento de las condiciones de abastecimiento debido fundamentalmente a flujos desmedidos de energía reactiva.

Energía Sistema CHILGENER				
Año	Pérdidas (GWh)	Neta (GWh)	Porcentaje (%)	
82	40.2	2652.4	1.51	SIN SCADA 1.91
83	53.6	2735.4	1.96	
84	61.4	2940.4	2.09	
85	64.3	3030.8	2.12	
86	64.9	3671.7	1.77	
87	74.2	3724.1	1.99	
88	49.5	3754.7	1.32	CON SCADA 1.18
89	41.5	3791.4	1.09	
90	40.3	4082.8	0.99	
91	43.9	4167.8	1.05	
92	63.7	4449.8	1.43	

Tabla N°2 Pérdidas de Transmisión

En cuanto a la extensión de la vida útil de instalaciones por mejor operación de los equipos, se consideró un aumento de un 2%. En la práctica resulta difícil poder evaluar esta cifra dado que los equipos involucrados aún continúan en operación. No obstante, en situaciones como la ocurrida con una de las principales líneas del sistema CHILGENER, que súbitamente se sobrecargó por sobre su límite térmico, se puede apreciar la ventaja de la supervisión y control en tiempo real puesto que los despachadores de energía rápidamente ordenaron bajar carga al observar esta situación en sus pantallas, evitando así que se quemara la línea. En este caso, toda la vida útil adicional de esta línea, 3 años, ha sido gracias al SSC.

En relación a la optimización de los recursos generales de la empresa se consideró un ahorro en términos del total de energía que el sistema maneja del orden de un 1%. Este beneficio es de muy difícil evaluación dado que involucra varios conceptos ajenos al SSC que son poco diferenciables en la globalidad del ahorro. Es así que en la actualidad no se cuenta con los elementos necesarios para discriminar el efecto puro del SSC en la optimización de los recursos de la empresa.

3. DESARROLLO FUTURO DEL SSC

A continuación se analizan las diferentes fuentes que originarán la necesaria evolución del SSC.

a) Requerimientos originados al interior de la empresa

Hoy en día algunas empresas generadoras, tal como CHILGENER, se encuentran en expansión y sus áreas de negocios, aunque siguen estando en el ámbito energético, tienden a diversificarse. El posicionamiento que alcance la empresa en estos mercados depende fundamentalmente de los atributos de la información que se tenga de los mismos, cantidad, calidad y oportunidad y, de las acciones que se realicen para que dicha información en cada mercado sea lo menos asimétrica posible. De esto surge la necesidad de contar con sistemas de información totalmente integrados.

Es evidente que el SSC debe estar inserto en este proceso de integración, entregando información relevante de la evolución y de los efectos de la operación en tiempo real. Esta información deberá

ir desde simples reportes de generación horaria de centrales, accesibles por cualquier usuario con atributos, hasta elaborados reportes de tipo gerencial con el cálculo en línea del margen operacional de la producción, venta y compra de energía y detalle del consumo de combustible de unidades térmicas.

Dado que la posibilidad de interconexión del SSC a través de la red DECNET que comunica a los computadores PDP 11, ha sido descartada por falta de personal capacitado para trabajar con dicha red, se ha considerado la factibilidad de cambiar los computadores de la estación maestra lo que además implicaría cambiar parte del software de SCADA.

CHILGENER ha abordado el estudio de factibilidad de este proyecto con un proveedor nacional de sistemas SCADA/EMS. Las ventajas de la localidad del proveedor resultan evidentes si se considera el serio avance de la tecnología nacional en el desarrollo de estos sistemas aunado a la rápida y efectiva accesibilidad en caso de requerir soporte técnico.

b) Requerimientos originados por el Centro de Despacho Económico de Carga (CDEC)

La incorporación de nuevos modelos de operación de centrales vigentes hoy en día en el CDEC impone nuevos requerimientos de información para cada empresa integrante. La tarificación de las transferencias de energía a costo marginal hora a hora implicará que la supervisión y control del sistema eléctrico se realice en forma más acuciosa y, dado que existe obligatoriedad en la entrega de información de cada empresa hacia el resto de los integrantes, el flujo de información de la operación en tiempo real se verá incrementado considerablemente.

El concepto de integración de la información total del sistema corresponde a la condición necesaria que debe cumplirse para que cada integrante asuma la responsabilidad por las acciones que se realicen en conjunto en el sistema eléctrico, dado que el impacto económico de los aciertos y errores se refleja inmediatamente en el resultado operacional de las empresas que, en el caso del CDEC-SIC, tienen intereses económicos contrapuestos.

En el mediano plazo está contemplada la creación de un Centro de Despacho Económico de

Carga independiente el cual estará encargado de realizar y coordinar la operación del sistema eléctrico en forma económica y segura. Para alcanzar este objetivo deberá tener la infraestructura necesaria para integrar la información de todos los centros de despacho de energía. Sin embargo, mientras no se concreta la formación de este organismo, las empresas integrantes del CDEC han participado en proyectos de transferencia de información entre despachos para lo que se han considerado algunas opciones de interconexión del SSC a una red de información propia del CDEC.

En este caso surge entonces el inconveniente de la no factibilidad de conectarse a la red DECNET.

c) Requerimientos originados por la obsolescencia tecnológica y por la discontinuación de producción del sistema LS-3000.

Para enfrentar esta situación, se ha considerado dos aspectos importantes en el desempeño futuro del SSC.

El primer aspecto está relacionado con las acciones a realizar que permitirán la continuidad del funcionamiento del sistema. Estas son:

- En hardware:

i) adquisición de un set de tarjetas de repuestos de todos los componentes de la estación maestra y de las UTR.

ii) contacto permanente con el representante en Chile del fabricante del sistema, con el objeto de tener la posibilidad de asesoramiento frente a posibles fallas del hardware. Cabe destacar que hasta hace un año atrás se tenía un contrato de mantenimiento con el representante chileno, el que hoy en día no se justifica dada la baja tasa de falla observada en los componentes del sistema.

iii) adquisición del conocimiento para reparar las tarjetas de más altas tasas de falla, que en el caso del SSC han sido las tarjetas conversoras analógico/digital.

iv) contratos de mantenimiento de elementos no específicos que constituyen el SSC tales como impresoras, terminales, etc.

- En software:

i) adquisición del conocimiento por parte de los ingenieros propios, de la estructura interna del software de SCADA.

ii) contacto permanente con ingenieros de la fábrica del sistema LS 3000, que participaron en el desarrollo e instalación del software.

El segundo aspecto está relacionado con las acciones a realizar que permitirán el desarrollo y crecimiento del sistema. Estas son:

- En hardware:

i) reemplazo de las remotas LANDIS por remotas de mejor tecnología y más económicas, en la supervisión y control de nuevos clientes. Esto se debe a que no existe un stock de remotas y la adquisición de éstas al fabricante resulta bastante onerosa. Hoy en día existen en el mercado nacional remotas con bastante mejor performance y funcionalidad que las originales y con precios que están en una relación 1:3.

ii) reemplazo de los computadores de la estación maestra y de parte del hardware accesorio hasta el nivel del procesamiento frontal de comunicaciones. En primera instancia se ha considerado un par de computadores VAX en configuración redundante, con posibilidad de conectarse a una red de área local.

- En software:

ii) modificación del software de SCADA compatible con los nuevos equipos computacionales. En este aspecto se ha estado analizando la adquisición de un sistema de SCADA/EMS de procedencia nacional que desde ya incorpora computadores de tecnología moderna y con capacidad de interconexión a cualquier tipo de red. Un sistema como este es capaz de soportar el desarrollo de nuevos programas de aplicación y el crecimiento de los actuales.

4. CONCLUSIONES

Se ha demostrado que el desempeño del SSC ha sido satisfactorio en términos de los beneficios que ha sido posible evaluar hasta la fecha. Además, se ha verificado que ha cumplido con las funciones

para las cuales fue concebido originalmente. Sin embargo, se ha concluido que dado los nuevos requerimientos de información y su incapacidad de satisfacerlas con el equipamiento actual, es necesario un cambio a nivel de la estación maestra que incluye los computadores y parte del software de SCADA. También se ha determinado la conveniencia de expandir la capacidad de supervisión de nuevos clientes utilizando unidades terminales remotas de mejores características y más económicas que las originales.

5. REFERENCIAS

- [1] F. Aedo y H. Soto, "Sistema de Supervisión y Control en tiempo real de CHILGENER S.A.", I Congreso Nacional de Energía, Santiago de Chile, Págs. 71-76, abril de 1990.
- [2] R. Mejía, H. Soto y M. Arróspide, "Configurador de la red en línea para el sistema eléctrico de CHILGENER", IX Congreso Chileno de Ingeniería Eléctrica, Arica, Chile, Págs. 2.21.1-2.21.6, octubre de 1991.
- [3] M. Arróspide, R. Mejía y H. Soto, "Estimación de estado en línea para el sistema eléctrico de CHILGENER", IX Congreso Chileno de Ingeniería Eléctrica, Arica, Chile, Págs. 2.22.1-2.22.6, octubre de 1991.
- [4] H. Soto, M. Arróspide y R. Mejía, "Simulación de la operación del sistema eléctrico de CHILGENER mediante un flujo de potencia en línea", IX Congreso Chileno de Ingeniería Eléctrica, Arica, Chile, Págs. 2.11.1-2.11.6, octubre de 1991.
- [5] "Proyecto Sistema de Supervisión y Control: Evaluación Económica", Informe Interno, Gerencia de Energía, Chilectra Generación, marzo de 1986.

BIOGRAFIAS

Marco Arróspide recibió el título de Ingeniero Civil Electricista de la Pontificia Universidad Católica de Chile en 1990. En 1989 ingresó a CHILGENER al Departamento Sistema de Supervisión y Control en donde se desempeñó como Ingeniero Especialista en el desarrollo de programas de aplicación en tiempo real. En 1992 ingresó al Departamento Movimiento de Energía donde se ha desempeñado como Ingeniero Planificador de Sistemas Eléctricos hasta la fecha.

Cristián Muñoz recibió el título de Ingeniero Civil Electricista de la Pontificia Universidad Católica de Chile en 1989. En 1990 ingresó a SIGDO KOPPERS al Departamento Sistemas de Información en donde se desempeñó como Ingeniero de Proyecto en el área de comunicaciones. En 1992 ingresó a CHILGENER al Departamento Movimiento de Energía en donde se ha desempeñado hasta la fecha como Ingeniero Analista de la Operación.