

ANÁLISIS DE PROYECTOS EN ENERGÍA ELÉCTRICA: CASO DEL NORTE DE CHILE

Morales, A. ^(P); Vergara, E.

Abstract

The first producer of copper of world is Chile, and the principal deposits with the best laws of this metal, they are located in the Atacama Desert, North of Chile. In latter 20 years the increase of the explosive consumption of energy has expanded to an annual rate of 7, 5 % approximately provoked specially to industrial mining consumers. In agreement to these rates the country has had to duplicate your capacity of electrical supply in latter 10 years. In this publication there are analyzed the problems that have influenced in development of management electrical projects in the Chilean North, for it there is checked the project portfolio of both generating principal ones of SING. The results show that important projects of last technology of electrical generation, they have failed product of faults detected in the cycle of life of the projects and your post operation.

Keywords: Management of projects, electric power

Resumen

El primer productor de cobre del mundo es Chile, y los principales yacimientos con las mejores leyes de este metal, están ubicados en el desierto de Atacama, Norte Grande. En estos últimos 20 años el aumento del consumo explosivo de energía se ha expandido a una tasa anual de un 7,5% aproximadamente provocado especialmente por consumidores industriales mineros. De acuerdo a estas tasas el país ha tenido que duplicar su capacidad de suministro eléctrico en estos últimos 10 años. En esta publicación se analizan los problemas que han influido en el desarrollo de la gestión proyectos eléctricos en el Norte Grande chileno, para ello se revisa la cartera de proyectos de las dos principales generadoras del SING. Los resultados muestran que importantes proyectos de última tecnología de generación eléctrica, han fracasado producto de deficiencias detectadas en el ciclo de vida de los proyectos y su post operación.

Palabras clave: Gestión de proyectos, energía eléctrica

1. Introducción

Chile es un país minero por esencia y como tal, su desarrollo económico depende, en gran medida, de la potencialidad de sus recursos mineros y de la capacidad del sector y el país para consolidar su desarrollo en el largo plazo. Así, la minería del cobre aportó el año 2007 un 6,2% del PIB y al menos de US\$ 11.680 millones al gobierno chileno.

En la década de los '90, las compañías mineras fueron evolucionando desde la autogeneración eléctrica a una política de contratación externa del abastecimiento requerido para cubrir integralmente la demanda de sus sistemas. Para ello ha sido fundamental que se hayan instalado nuevas capacidades de generación eléctrica en el país y nuevas compañías generadoras, especialmente en la zona norte, donde radican las principales operaciones mineras de Chile.

El desarrollo y la ejecución de estos proyectos fueron objeto de una serie de problemáticas que serán analizadas en este documento, y que han traído como consecuencia un aumento significativo en los costos y tener que proyectar nuevas inversiones para corregir las equivocaciones.

2. Minería y Energía eléctrica en Chile

Chile, es un país con una alta dependencia energética la cual tiene una razón simple: la falta de recursos energéticos primarios como el gas natural, carbón y petróleo. Todos estos combustibles deben ser importados. De hecho, según estadísticas de la Comisión Nacional de Energía (CNE) el 72% de los energéticos que forman parte de la matriz primaria provienen del exterior, siendo el diesel el más importante. Por dos razones: la primera, porque representa el 35,3% de la matriz; y, segundo, porque cuando falta el gas es el respaldo para las centrales térmicas.

Otra implicancia de la dependencia externa es que su disponibilidad y precio está sujeta a las coyunturas internacionales: frente a la alta demanda que existe en el mundo por energía y los diversos conflictos en el Medio Oriente, encarecen su precio, y por ende, los costos de la energía en Chile.

2.1 Antecedentes del sistema

El sistema de abastecimiento eléctrico en Chile consta de cuatro subsistemas: el Sistema Interconectado Norte Grande (SING); el Sistema Interconectado Central (SIC); el Sistema Aysén y el Sistema Magallanes. De éstos, el SIC y el SING cubren más del 80% de la demanda total de energía eléctrica del país. Siendo las principales fuentes de energía la hidroeléctrica, gas natural y carbón.

El desarrollo del SING está enfocado básicamente a satisfacer las necesidades eléctricas de la gran minería de la I y II regiones, y su producción está a cargo de centrales termoeléctricas que utilizan el gas natural y el carbón como fuentes ver Figura 1, siendo una zona desértica no es posible la generación hidroeléctrica. La importancia de estas regiones cubiertas por el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING), es que en ellas se produce el 66% del cobre chileno.

El Sistema Interconectado del Norte Grande posee una capacidad el año 2007:

Total Instalado: 3.596 MW

Demanda Máxima: 1.618 MW

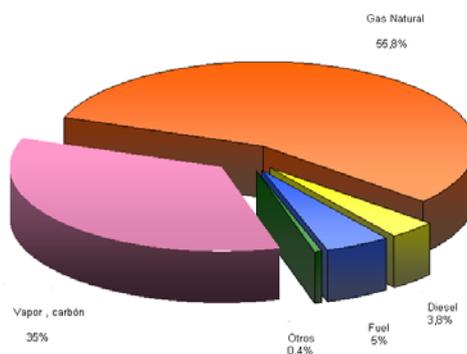


Figura 1. Recursos para generación

Durante los últimos años, el mercado la matriz de energía eléctrica en el norte de Chile se enfrentó a una serie de cambios:

- Aumento de demanda de energía por nuevos proyectos mineros (boom de los '90)
- Gran inversión en generación con cambio en la matriz energética del SING intensiva al gas natural argentino
- Compañías mineras externalizan el abastecimiento eléctrico en base a contratos de largo plazo
- La distribución de los clientes del SING es de 75% sector minería (clientes libres) Y 25% residencial

2.2 Demanda estimada

El consumo de energía eléctrica para la minería del cobre en el área del Sistema Interconectado del Norte Grande (SING) se proyecta en 11.602 GWh, para el año 2012.

De ellos, se estima que 1.653 GWh corresponderán a la demanda de los nuevos proyectos, es decir un 14,2% de la demanda total esperada. El consumo crecería fuertemente el año 2007 y más atenuadamente los siguientes años 2008 y 2009.

Ello se explica por la reciente puesta en marcha de los proyectos hidrometalúrgicos "Escondida Lixiviación de Sulfuros" y "Spence", a los que se agregará la mina Gabriela Mistral, cuya puesta en marcha se estima para el primer semestre del 2008. Esta fuerte demanda en el corto plazo, tendrá un alivio momentáneo el año 2010, donde se aprecia una notable disminución de la demanda por la declinación en algunas operaciones vigentes (Santa Bárbara, El Abra, Michilla), retomando vigor el año 2011 con la entrada en operación de Esperanza.

Ello demuestra que la demanda se sigue concentrando en el SING. Su participación se estima será 63,3% en el consumo eléctrico de la minería del cobre en Chile para el año 2009, aunque ella declinará posteriormente al 57,6% hacia el año 2012.

3. Casos de estudio

Los casos de estudio presentados pretenden mostrar las dificultades y problemas de planificación que tuvieron los proyectos eléctricos del SING, en este ciclo de expansión.

Caso de estudio 1: Proyecto de gas

Tras el protocolo de integración gasífero suscrito con Argentina en 1995, Chile apostó fuertemente por el gas natural trasandino. El país se lanzó a la construcción masiva de gasoductos y a la conversión de plantas generadoras de electricidad, mientras que la industria chilena -alentada por el suministro del hidrocarburo que prometía ser más barato y menos contaminante-, también invirtió elevadas cifras en infraestructura para producir con gas natural. Ver Figura 2.

De esta manera dos empresas integrantes del SING invirtieron en el gasoducto denominado Norandino que transportaba gas desde Argentina, las cifras presupuestadas fueron las siguientes; Ducto de gas 400 MUS\$., Central Térmica 520 MUS\$., Línea transmisión de energía 130 MUS\$.

El año 2004 la Secretaría de Energía de Argentina promulgó la Resolución N° 659/2004 que facultaba a la autoridad de privilegiar el abastecimiento de gas natural para el consumo interno frente a las exportaciones, iniciando así una serie de restricciones que afectarían los envíos a Chile. Entre las más severas destaca la del 5 de agosto de 2005, cuando el

gobierno trasandino dispuso un racionamiento que equivalió al 59% del total de los envíos a Chile. El 17 de mayo de 2007, las restricciones llegaron a su punto más crítico alcanzando al 64% del total de los envíos. Esto supuso una merma de 14,1 millones de metros cúbicos de gas natural, cuando las importaciones diarias de Chile son 22 millones de metros cúbicos, de acuerdo a cifras de la CNE. ¿El resultado? actualmente las centrales termoeléctricas de ciclo combinado chilenas están obligadas a operar con diesel y vapor atomizado a fin de contrarrestar los efectos de la reducida oferta de gas.

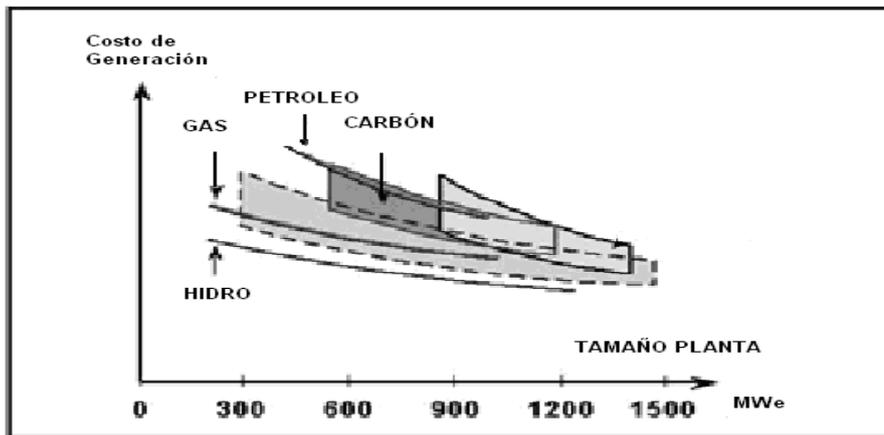


Figura 2. Costos según combustibles

El problema de la Política Energética de Chile

La falla del mercado argentino, más allá de los temas legales y diplomáticos, es relevante porque su oferta inicial de abastecimiento provocó inversiones cuantiosas en gaseoductos y tecnología de empresas eléctricas e industriales, amén de residenciales, que no son fáciles y rápidas de sustituir.

Esa falla dejó al descubierto una deficiencia de nuestra política energética: la seguridad de abastecimiento de gas natural depende de la política económica argentina y su sustitución está sujeta a una rigidez mucho mayor que la de la abrumadora mayoría de los demás bienes transables internacionalmente que consumimos.

La falla del proyecto del gasoducto

La falla se traducía en que tal riesgo no estaba expresado en los precios. El sistema suponía abastecimiento sin riesgos políticos aunque sí técnicos o de naturaleza que son muy pequeños

Caso de estudio 2: Proyecto Unidad 16 Ciclo Combinado

La Unidad 16 tiene dos graves problemas que se deben a la carencia de una planificación técnica detallada: 1-Existen problema de poca estabilidad de los terrenos del emplazamiento constructivo del ciclo combinado U-16 perteneciente a Electro andina, de 400 MW, esta unidad nunca ha alcanzado su máxima potencia de generación por que existe excesiva vibración de la turbina en régimen de operación normal, lo que hace actuar mecanismos de monitoreo de vibraciones RMS y las protecciones del equipo.

Segundo, no se respetó una característica específica de la Generación Eléctrica, según se recomienda para los sistemas Integrado de generación cada unidad nueva proyectada que ingrese a un sistema no pueda exceder una potencia de generación superior al 10% del total de potencia instalada en la red del sistema a la que está conectado. Con la instalación

de las nuevas unidades de ciclo combinado en el SING no se respetó incluso se superó este porcentaje sobre 15%, esta unidad fue puesta en servicio comercial en febrero 2001.

Una falla que no es diagnosticada y corregida en sus etapas iniciales puede llegar a provocar daños adicionales en componentes y partes, que ponen en peligro la integridad de la máquina y la seguridad del personal, lo que acorta la vida útil de los equipos e incrementa los costos de operación y mantenimiento.

Cuando entraron en operación comercial las unidades de ciclo combinado aparecieron nuevas situaciones no contempladas en los proyectos, el sistema se hizo mucho más vulnerable por eventuales salidas de emergencias de los ciclos combinados, fallas permanentes y apagones totales, debido a que las otras unidades como son de mucho menor potencia, no son capaces de levantar la generación eléctrica y estabilizar la frecuencia del sistema.

En estos momentos la unidad de Ciclo Combinado, genera energía eléctrica con un único generador movido por una turbina a gas y por otra convencional de vapor, acoplada mecánicamente en un mismo eje con proceso en serie, con una eficiencia del 59% planificada en el proyecto inicial, nunca pudo ser alcanzada. Los imprevistos que no fueron considerados y que explican la baja eficiencia son; Exceso de vibraciones en las turbinas, limitación por acuerdo del despacho de carga al 80% de su potencia máxima.

Caso de estudio 3: Acondicionamiento de unidades generadoras

El suministro de gas mínimo desde Argentina, produce que aquellas unidades de ciclo combinado queden fuera por suministro. Lo anterior incide en un aumento de precio (Kw/hr) por desplazamiento de la "generación base" (gas), lugar que ocupa ahora el carbón, o generadoras con fuel-6 y también diesel.

Por ello se persigue la necesidad de operación permanente de las unidades de ciclo combinado, para esto se reacondicionan la unidad 16 con quemadores para petróleo diesel atomizado con vapor, lo anterior produce un aumento de costo de operación de 5 veces respecto al gas natural.

Una de las fallas de planificación del proyecto de la Unidad 16 es que no contempló una logística de suministro para la generación eléctrica continua con petróleo diesel, así como una capacidad de almacenamiento adecuado ante una eventual escasez del gas argentino, sólo contempló estanques de petróleo como opción de respaldo y de partida de planta

Al faltar el gas argentino deja solo como alternativa actual de generación plantas en base a petróleo (DIESEL Y BUNKER) como las existentes en Antofagasta, Arica Iquique; Mantos Blancos. Lo anterior no es un negocio rentable para las empresas generadoras por el incremento de costos, no siendo posible traspasar este incremento por que los precios están estipulados en contratos de largo plazo.

4. Problema actual

Pese a que hoy el sistema eléctrico del norte tiene capacidad instalada por 3.500 MW, su demanda sólo llega a los 1.500 MW, principalmente de las mineras que representan el 90% del consumo del SING. Sin embargo, se espera que hacia 2010 la demanda pueda llegar a 2.200 MW y que en 2012 incluso llegue a 2.400 MW.

¿Cuál es el problema? De la actual matriz, sólo 1.000 MW son de centrales a carbón que tienen un régimen firme, por lo que ante un corte total de gas argentino y con una demanda creciente, sólo quedaría la opción de usar diésel para cubrir la restante demanda de 1.200 MW, con el mayor costo y los problemas logísticos que esto implica.

5. Discusión

La crisis del sistema eléctrico del norte grande fue una competencia irracional, en la que ninguno de los actores bajó su proyecto y finalmente se instalaron todos. Algunos connotados analistas de la plaza, años después, postularon que esta situación influyó poderosamente en iniciar la denominada “guerra de los gasoductos en el SING”.

Por ejemplo, Electroandina, aunque tenía proyectados dos ciclos combinados de 400 MW, construyó solo uno. Edelnor desarrolló un ciclo combinado de 250 MW, Gas Atacama instaló dos ciclos combinados de 360 MW cada uno y Gener, otro ciclo combinado más, de 600 MW, y una línea de transmisión. La competencia entre los generadores se centraba en la eficiencia y la modalidad de las unidades generadoras: algunos se ufanaban de eficiencias por sobre el 55% y otros de que tenían sus unidades en más de un eje.

Los costos variables de las unidades de ciclo combinado fueron desde los 10 a los 12 mills/KWh, en tanto los costos variables de las unidades generadoras a carbón estaban del orden de los 25 mills/Kwh. Se firmaron contratos por, aproximadamente, 28 a 35 mills/Kwh. Los gerentes de Finanzas y Comerciales, así como los abogados de los clientes mineros y de las empresas generadoras, no cabían en sí de orgullo y, además, recibieron enormes felicitaciones y bonos por las gestiones realizadas, pues se bajaron los costos de contratos que por aquel entonces estaban por sobre los 70 mills/KWh a costos de gas, y los generadores consiguieron contratos a costo de gas a largo plazo.

Al poco andar, en las pruebas de puesta en servicio de estas unidades, se verificó al costo de cortes totales de energía en el SING, tres en total, que nadie había pensado en la calidad y seguridad de suministro. Entonces, todos acudieron a los técnicos consultando por qué se producían estos black-out (corte total de energía o apagones) en el sistema. Nadie había reparado en consultar los libros elementales de ingeniería eléctrica de primer año, que alertaban que en un sistema que opera con seguridad y calidad de servicio, el máximo despacho de una unidad generadora no debe sobrepasar aproximadamente el quince por ciento de la demanda máxima del sistema, además de considerar otros aspectos como la antigüedad de las unidades que están operando en el sistema interconectado.

El aumento del costo marginales kw/hr del sistema, originados por el acuerdo entre las empresas del SING de hacer una reducción transitoria de potencia de las unidades de ciclo combinado limitándolas al 80% de despacho de carga, esto provocó pérdida de eficiencia en el ciclo térmico. Así, los proyectos de ciclo combinado difieren de lo que se proyectó en las evaluaciones ex-antes del proyecto y el cálculo que les permitió adjudicarse los contratos con los grandes clientes minero, la finalidad del acuerdo es preservar la integridad del suministro energético y mantener la calidad del mismo. Paralelamente se acuerda también entre las empresas generadoras del SING dejar una reserva de potencia de giro para los ciclos térmicos a carbón de manera que actúen todas como reguladoras

Actualmente, los grandes clientes mineros y las grandes transnacionales están definiendo la futura matriz energética del SING, pero al parecer nuevamente han dejado a los técnicos fuera del gran negocio.

Debido a la serie de problemáticas antes expuestas la industria generadora del SING ha bajado su rentabilidad de acuerdo a la clasificación internacional por ejemplo la de Fich Rating, teniendo un efecto que dificulta la valorización de los activos físico como los proyectos de plantas térmicas de ciclo combinado.

6. Reflexiones finales

La falla del mercado argentino generó, y aún lo hace, severas consecuencias en nuestro mercado energético, principalmente de costos, primero el sistema tuvo que dar a conocer

los costos en tanto el riesgo se convirtió en realidad y, segundo, porque el precio de los sustitutos, por razones completamente diferentes a las del mercado argentino, más que se duplicó.

De allí que nuestro mercado se está ajustando en forma automática, en ciertos casos, y también por cambios en ciertas regulaciones cuando ha sido menester, avanzar hacia un sistema más seguro. Los proyectos energéticos dentro de este proceso han sufrido graves pérdidas por carencia de una planificación adecuada y de la excesiva confianza de los planificadores y de las empresas.

Referencias

- [1]. Muñoz, A. (2000). *Fundamento para la constitución de un mercado común de electricidad*. Serie 73 CEPAL.
- [2]. Cochilco. (2006). *Minería en la senda del Desarrollo de Chile: Una Mirada de futuro*. Chile
- [3]. Revista Expansiva (2005). *En Foco 46, Economía del Conocimiento para un Crecimiento Sostenido*.
- [4]. CDEC-SING (2007). *Informe de Centro económico de despacho de carga*. Sistema interconectado del Norte grande de Chile

Correspondencia

Angel Morales Jara
Departamento de Ingeniería Mecánica.
Universidad de la Rioja .
c/ Luis de Ulloa 20, 26004 Logroño.
La Rioja. España
angel-alfonso.morales@alum.unirioja.es