

EVALUACION DE CENTRALES DE GENERACION-BOMBEO, PARA REGULACION ESTACIONAL EN SISTEMAS FUNDAMENTALMENTE HIDROELECTRICOS

Carlos Alberto Osorno
Hernán Darío Ramírez

Unidad de Planeación Recursos Naturales
Empresas Públicas de Medellín

Resumen

Se presenta una propuesta metodológica para la evaluación económica de la instalación de centrales de generación-bombeo de tipo estacional con aportes hidrológicos naturales, en sistemas básicamente hidroeléctricos. La propuesta se plantea con un nivel apropiado para estudios de factibilidad técnico-económica de proyectos, en el sentido de permitir la comparación entre alternativas de un esquema básico de proyecto, incluyendo la posibilidad de instalar generación-bombeo, y de permitir la optimización de las variables básicas de diseño de la central.

1. INTRODUCCION

La motivación de este trabajo de tesis (Osorno, 1988) fue la idea nacida en la Dirección de Planeación de las Empresas Públicas de Medellín (EPM) de analizar, mediante técnicas de simulación y optimización, la viabilidad de usar en el proyecto hidroeléctrico del río Nechí, en estudio por esa dependencia, la técnica de generación-bombeo (G-B), la cual es novedosa en el país a nivel de estudios de proyectos hidroeléctricos de gran magnitud. El proyecto Nechí y el sistema dentro del cual operaría éste, presentan características específicas que conducen al planteamiento de criterios de evaluación asociados a una operación diferente a la operación típica de centrales de G-B; tales características son:

-En el sitio de presa del proyecto Nechí, es posible obtener un embalse de gran magnitud con capacidad para aportar una regulación estacional de las aguas del río (o de excesos de energía del sistema).

-El proyecto operaría dentro del sistema EPM - completamente hidráulico- o Nacional interconectado - básicamente hidráulico-, sin excesos de energía térmica de base. Cualquiera de los dos sistemas presenta, en cambio, exceso de agua no regulable en la estación de altas afluencias.

-El país, en general (o la zona atendida por el sistema EPM), presenta un comportamiento hidrológico con inviernos y veranos coincidentes, predominantemente, en todo el territorio.

-Como consecuencia de lo anterior, se produce una descompensación estacional en el abasto energético del mercado, que crea una diferencia importante en los costos de producción de energía de invierno y de verano.

La operación supuesta de la central de G-B estacional, entonces, no difiere esencialmente de la de una central convencional con embalse regulador, aunque si de la usual en centrales de G-B, según la cual estas consumen excesos de energía de base de sistemas - térmica e hidráulica de filo de agua - para ser generada en las horas de punta; aquí se trata de almacenar excedentes de energía hidráulica de invierno, para ser generada en verano. Para cuantificar el beneficio de la central en consideración, se han adoptado los costos marginales de generación del sistema, de cada tipo de energía involucrada en el proceso. Los mencionados costos marginales son usados a la manera de tarifas para cada tipo de energía aportada y consumida por la central de G-B; tales energías se obtienen como el resultado de una simulación período a período de la central, capaz de evaluarla energía aportada por ésta, para un nivel de la confiabilidad fijado. De esta manera se determinan los beneficios anuales esperados de la operación de la central, los cuales pueden ser confrontados con los costos anuales de inversión, operación y mantenimiento del esquema de proyecto que se esté evaluando.

Otro criterio básico en el trabajo, que se desprende de las consideraciones anteriores, es el siguiente: sobre la central de G-B de tipo estacional, deben ser consideradas demandas estacionales desbalanceadas. La posibilidad de maximizar (económicamente hablando) la

generación firme de verano, a partir de bombeos invernales que consumen energía secundaria, ha de justificar el sobrecosto que representa la instalación del esquema de G-B.

La simulación de la central se realiza mediante un modelo desarrollado para el efecto, el cual considera el proyecto aislado pero con restricciones en cuanto a disponibilidad de potencia y energía en el sistema dentro del cual operaría, para realizar los bombeos. La simulación se hace período a período a partir de una serie hidrológica de la fuente que alimenta el embalse superior, mediante una contabilidad de volúmenes de embalse que liga los períodos simulados; la operación de la central se realiza dando prioridad a la generación y, luego de cumplida la meta, realizando bombeos con restricciones operacionales, físicas y del sistema. El embalse es operado mediante la técnica de Curva de Alerta, respecto a la cual la Regla Normal de Operación es un caso particular. No se simulan oscilaciones ni disponibilidades de agua en el embalse inferior. La optimización de los parámetros básicos de diseño, así como de la operación estacional, de la central, se realiza por medio de un método de búsqueda alrededor de óptimos locales mostrados por la llamada Optimización Paramétrica.

La metodología propuesta se aplica al proyecto Nechí, de las EPM, la cual utiliza el desnivel existente entre los ríos Nechí y Cauca, en el sitio Puerto Valdivia, al norte del departamento de Antioquia; en el caso de la instalación de G-B, el río Cauca haría las veces de embalse inferior puesto que, dada su magnitud, no ofrece restricciones en cuanto a disponibilidad de agua para ser bombeada al embalse del proyecto, sobre el río Nechí (embalse superior).

2. CONSIDERACIONES ECONOMICAS

2.1 Sistema de Precios para la Evaluación

Las características del problema concreto considerado no permiten usar el criterio de evaluación basado en la curva de costos incrementales de producción asociados al ciclo diario de operación (el beneficio económico se obtiene por sustitución de las térmicas más costosas - ahorro de combustible -); la energía consumida por la central de G-B en consideración proviene de excedentes hidráulicos estacionales del sistema lo cual, de otra parte, no implica la necesidad de instalar potencia adicional en el mismo, puesto que los bombeos pueden hacerse en horas de baja demanda, cuando existe potencia ociosa en el sistema.

Se considera válida la aplicación de la teoría marginalista en ese caso; en la aplicación de la propuesta, se evalúa la opción de instalar una central de G-B en el proyecto Nechí, a partir de los costos marginales de producir cada tipo de energía generada y consumida, a nivel estacional, en el sistema nacional interconectado. Estos costos marginales han sido evaluados en el largo plazo con planes de expansión que incluyen al proyecto Nechí, con respecto a los cuales, la instalación de bombeo en dicho proyecto puede ser considerada una variación marginal.

La evaluación se realiza, entonces, según los siguientes criterios:

-Beneficios: Los beneficios de un cierto esquema de proyecto son evaluados a partir de los resultados de una simulación de su operación, la cual permite cuantificar la confiabilidad de la generación, a nivel estacional, asociada a la ocurrencia hidrológica en el sitio de proyecto. Las energías firme y secundaria son valoradas por medio de los costos marginales de generación del sistema, también a nivel estacional. La simulación de la central de G-B debe ser capaz de permitir la evaluación de beneficios adicionales por potencia aportada por el bombeo (mayor cabeza aportada por éste), lo cual puede ser importante cuando se simula a nivel mensual, por ejemplo.

Es claro que con el anterior criterio se está desecharando en la evaluación el hecho de que a un nivel diario o semanal, la central de G-B puede cumplir la función ya mencionada, de sustituir combustibles en las centrales de punta, en el caso en que el sistema en consideración utilice este tipo de centrales.

No han sido considerados otros beneficios porque para ello se requeriría la simulación de la operación conjunta de la central de G-B y el sistema (regulación de frecuencia y voltaje, generación de potencia reactiva), o porque el tema se sale de los alcances del estudio (efecto financiero en el sistema), o porque se trata de conceptos difícilmente cuantificables (alta confiabilidad, adaptabilidad), o, finalmente, por no ser aplicables según la discusión dada arriba acerca del tipo de sistema y de central en consideración (economía de combustible, beneficios como reserva del sistema).

-Costos: Para optimizar los principales parámetros de diseño de la central (altura de presa, capacidad instalada), se utilizan curvas que relacionan tales parámetros con los costos totales de la central. Para cuantificar la incidencia del mayor tamaño de las obras en el costo del proyecto, a causa de tener mayores períodos de construcción, las curvas mencionadas de

costos son escaladas a la fecha de entrada en operación de la central, utilizando tasas de actualización normalmente empleadas en los estudios económicos de proyectos en el sistema. El nivel de precios para dichas curvas (fecha), es el mismo para el cual se obtienen los costos marginales de generación del sistema. Además, se consideran los costos anuales de operación y mantenimiento de la central.

2.2 Eficiencia del Proceso

La consideración de la eficiencia del proceso de G-B, es fundamental para la evaluación económica del mismo; la conversión de energía eléctrica en potencial almacenada en el embalse superior, y viceversa, tiene involucrada una serie de pérdidas. Un valor generalizado en la literatura, para la eficiencia del proceso, es del 70%; por lo cual se habla, en términos muy simples, que una central de G-B es atractiva si la relación de costos de la energía de pico (generación) a la energía de base (bombeo), es de 1,4 (1/0,7).

En este caso, la relación de precios que haga atractiva la instalación de G-B, deberá existir entre los costos marginales de generación firme (generación) y de generación secundaria (bombeo), consideradas a nivel estacional. De otra parte, la eficiencia del proceso deberá considerar no sólo las pérdidas mencionadas antes, sino el comportamiento de los equipos bajo condiciones diferentes a las nominales, o de diseño.

Un hecho de especial importancia en la evaluación económica de este tipo de centrales, está constituido por el comportamiento de los equipos bajo condiciones reales de operación. Por una parte, el diseño del equipo de G-B resulta de un "compromiso" entre los puntos de máxima eficiencia como turbina y como bomba, los cuales no coinciden, en general; por otra parte, la simulación de la operación de la central debe considerar las variaciones de eficiencia en cada modo de operación de las máquinas (modo de generación y modo de bombeo), cuando operen bajo condiciones distintas a las nominales (flujo parcial y oscilaciones de cabeza bajo cada modo de operación). Estos aspectos, que implican una simulación período a período de los estados reales de la central, son tratados mediante curvas de comportamiento de los equipos que relacionan cabeza - eficiencia - potencia real - descarga real, utilizables en la simulación que se plantea a continuación.

3. SIMULACION

Se está estudiando un sistema abierto, es decir, donde el

ciclo de operación de la central debe considerar, adicionalmente, los aportes hidrológicos - aleatorios - al embalse superior; dicha aleatoriedad determina, prácticamente, la confiabilidad en los aportes energéticos esperados del proyecto, y los conceptos de energía firme y secundaria estacionales, en los cuales se basa la evaluación económica propuesta. Es por lo anterior, por lo que se considera indispensable la simulación período a período de la operación de la central considerada, mediante un modelo apropiado para el nivel propuesto (factibilidad), en el cual puede ser considerado indirectamente el sistema con el cual interactuaría la central reversible.

3.1 Características del Modelo

Dada la complejidad de los sistemas dentro de los cuales podría operar el proyecto Nechí, para el modelamiento de aquel habría que recurrir a uno de los modelos agregados existentes en Interconexión Eléctrica S.A. (ISA), o en EPM, caso en el cual la interacción entre el sistema y la central, debería ser modelada por medio de una pre-simulación, bien sea del sistema, la cual produciría una serie cronológica de disponibilidades de energía secundaria para la simulación de la central, o bien, de la central, la cual produciría una serie cronológica de demandas sobre el sistema. Como se ve, de esta manera no se están evaluando los beneficios de la operación conjunta.

La alternativa a lo anterior, consiste en la elaboración de un modelo que simule la operación conjunta del sistema y la central, o modificar uno de los modelos existentes, de manera que se pueda considerar la central de G-B. Al respecto, se intentó la adecuación del programa HEC-5 del Cuerpo de Ingenieros del Ejército de los Estados Unidos de América, pero, debido a las dificultades enfrentadas para representar en dicho modelo las particularidades del problema enfrentado, se desechó la idea de modelar el sistema detalladamente o, aún, de manera agregada.

Otra razón de mucho peso para la decisión anterior, es ésta: La práctica actual en Colombia es que los proyectos que entran a competir con un nivel de estudios de factibilidad, para la elaboración de los planes de expansión del sector eléctrico, tienen una evaluación económica basada en estudios de generación que consideran al proyecto aislado. En este sentido, dado que el proyecto que motivó el presente estudio se encuentra a dicho nivel, se consideró suficiente la evaluación aislada del mismo, para comparar alternativas competitivas; por lo demás, se hicieron supuestos conservativos que presuponen la operación de la central

conectada a un sistema con restricciones realistas, como se verá.

3.1.1 Simulación de la central de G-B

El vínculo entre un período y el siguiente es proporcionada en la simulación, por la ecuación de balance de masas:

$$V_i = V_{i-1} + Q_i \times t_i - VT_i + VB_i$$

donde:

V_i = Volumen almacenado en el embalse superior al final del período i

Q_i = Aportes hidrológicos promedios al embalse durante el período i

t_i = Duración del período i

VT_i = Volumen "turbanizado" en la central durante el período i

VB_i = Volumen bombeado al embalse superior, durante el período i

En la ecuación de balance se está despreciando la evaporación desde el embalse. Para cada período, se realizan las descargas tratando de satisfacer primero una demanda energética para el mismo, tomando en consideración la capacidad de generación disponible en el período (cabeza). El bombeo se realizará durante el tiempo restante del período, considerando el tiempo consumido en la generación, el tiempo necesario para invertir el modo de operación de las máquinas y restricciones físicas, como la capacidad del embalse superior y de las máquinas, y del sistema, las cuales son descriptas más adelante.

La central de G-B que se simula no considera oscilaciones en el embalse inferior; este es un caso común en este tipo de centrales donde se utiliza como embalse inferior un lago existente (un río, en el caso del proyecto Nechi) cuyas oscilaciones son despreciables comparadas con las del embalse superior. Las oscilaciones del embalse superior, en cambio, son definitivas en la eficiencia de las máquinas. La simulación que se propone considera tales variaciones de eficiencia, así como la disponibilidad real de potencia en la central, dependiendo del estado del embalse durante el período.

La cabeza promedio disponible durante el período se obtiene mediante un proceso iterativo que parte de un supuesto almacenamiento al final del período, realiza descargas y bombeos que consideran la eficiencia promedio de los equipos, y calcula el almacenamiento

"real", hasta que haya convergencia con el valor de la iteración anterior.

A nivel de período de simulación (paso de tiempo según el cual se realiza la simulación), el embalse se opera siguiendo las reglas de operación de embalses usuales en este tipo de estudios (regla normal de operación, curva de alerta). En cuanto a la operación estacional de la central, está reflejada mediante el criterio de generación desbalanceada estacional en ésta. (Este concepto se precisa en 3.2).

El resultado económico de la simulación, está dado por:

$$BN = BG - CB$$

donde:

BN: Beneficios netos anuales esperados.

BG: Beneficios por generación anual esperada, valorando las energías firmes de verano y de invierno (asociadas a una confiabilidad dada), la energía secundaria (la producida por la central y la consumida por el bombeo) y el déficit, esperados, a partir de los costos marginales de generación de cada tipo de energía en el sistema.

CB: Costos anuales de inversión y de operación y mantenimiento de la central.

3.1.2 Simulación del sistema

El sistema es considerado (además de por sus costos característicos de generación) mediante restricciones a la simulación de la central, que consideran su capacidad para suministrar la energía y la potencia demandadas por el bombeo, como sigue.

La disponibilidad de energía para bombear, puede ser obtenida a partir de simulaciones previas del sistema, las cuales permiten restringir, en el modelo, la posibilidad de bombear, mediante factores estacionales que consideran la disponibilidad esperada de energía secundaria en el sistema. En la aplicación que se menciona se supuso que el sistema no tenía restricciones para suministrar la energía secundaria requerida, durante el invierno, y que durante el verano no había excedentes energéticos, en absoluto.

Para obtener la disponibilidad de potencia en el sistema para bombear, se debe incrementar la carga sobre el mismo en el valor de potencia demandada por el bombeo y reducir su capacidad en el valor de potencia de la central en su modo de generación; de otra forma: la demanda de potencia de la central de G-B sobre el sistema es la suma de las capacidades instaladas del

de la central en su modo de generación; de otra forma: la demanda de potencia de la central de G-B sobre el sistema es la suma de las capacidades instaladas del proyecto en sus modos de generación y de bombeo, si se considera que en la fase de bombeo está saliendo de servicio la central con su capacidad generadora.

Confrontando esta nueva curva de carga (considerando que, aunque la operación de la central siga una política estacional, su despacho se realiza a nivel diario, se debe considerar la curva de carga del sistema a este último nivel) con la capacidad instalada del sistema, se puede cuantificar la fracción de tiempo durante la cual éste dispone de capacidad sobrante para realizar el bombeo, en el período. Esta fracción entra en el modelo como restricción al tiempo disponible para bombear en la central de G-B. Dicha confrontación de potencia, se hace a la fecha más temprana de entrada en operación de la central; deben obtenerse proyecciones de demanda (conservando la forma actual de la curva de carga típica del sistema u obteniendo la forma esperada para dicha fecha) y planes de expansión del sistema.

3.2 Optimización

Las variables de diseño de la central (altura de presa y capacidad instalada) así como su operación estacional, son optimizadas con el criterio de máximos beneficios netos anuales esperados; para ello, los costos totales del proyecto son convertidos a anualidades a partir de una vida útil supuesta para la central y las tasas de descuento usuales en las evaluaciones económicas del sistema.

La operación estacional (a ser optimizada) está representada en la simulación, mediante el siguiente factor:

$$\alpha = \frac{\text{Dem de invierno en MW continuos}}{\text{Dem de verano en MW continuos}}$$

Como metodología de optimización se empleó un método de búsqueda combinado con la llamada Optimización Paramétrica (optimizar una variable, a la vez, dejando las demás constantes con valores "óptimos" de pasos anteriores, hasta que se produzca convergencia en los óptimos de todas las variables), y en la presunción del comportamiento unimodal de la función de retribución vs cada una de las variables de diseño; esta última propiedad que debe ser comprobada en cada caso, es la que permite eliminar una gran cantidad de combinaciones posibles puesto que, si se cumple, basta

encontrar las dos ramas descendentes de la curva alrededor de un punto de máxima, para suponer que las demás soluciones son inferiores.

La aplicación de la Optimización Paramétrica condujo, partiendo de distintas combinaciones iniciales de valores de las variables independientes, a distintos valores que "optimizaban" la función de retribución, a pesar de que las proyecciones de aquella hipersuperficie, según los planos compuestos por la función de retribución y cada una de las variables independientes, resultaba siempre una suave curva unimodal.

Por lo anterior, se decidió emplear el método de búsqueda mencionado, alrededor de los "óptimos" locales encontrados con el método de la Optimización Paramétrica, con el cual se obvió la posibilidad de caer en un óptimo local.

4. CONCLUSIONES

En un sistema básicamente hidroeléctrico (baja proporción en la carga base) deja de tener sentido económico la utilización típica de las centrales de generación-bombeo, como es la sustitución de las centrales de punta con los mayores costos de generación, a cambio de bombeos que consumen excesos de energía de base (térmica); el atractivo económico de dichas centrales radica, en cambio, en su utilización estacional para almacenar excesos de energía no regulables de la estación de altas afluencias hidráulicas, para generarla en la estación de bajas afluencias, con una alta confiabilidad (energía firme).

Para el nivel de factibilidad en el estudio de proyectos, tradicionalmente ha sido considerada válida la comparación económica de alternativas, mediante la evaluación de cada una de estas considerada aislada del sistema en el cual operaría. Para las centrales de las cuales nos hemos ocupado aquí tiene validez el mismo principio; sin embargo, en este caso cobra gran importancia la disponibilidad de potencia y de energía en el sistema, para realizar los bombeos en la central de G-B, particularmente si dichos bombeos demandan energía y potencia en magnitudes significativas con respecto a la capacidad del sistema. La evaluación de la central reversible aislada (su simulación, si es que recurre a dicha técnica) debe considerar restricciones a las dos variables mencionadas, evaluadas éstas de manera realista en el sistema en el cual entraría a operar dicha central.

En el caso específico que hemos tratado se puede hablar de que una central de G-B será considerada el mejor esquema factible en un proyecto hidroeléctrico, si la operación óptima estacional que se haga de ella - considerando la diferencia entre los costos marginales de las energías generadas y consumidas - puede cubrir la eficiencia del proceso de G-B, y los sobrecostos en equipos, obras y operación por instalar este tipo de central, con respecto a la mejor alternativa que no considere dicha instalación.

El criterio de demandas desbalanceadas para la evaluación económica de proyectos de generación a nivel de estudios de factibilidad (tratar de obtener las máximas generaciones firmes de verano en detrimento de las generaciones de invierno, en virtud de la diferencia en los costos de generación en ambas estaciones) es muy discutible: todos los proyectos del sistema, según esto, maximizarían su generación de verano produciéndose un desabastecimiento de las demandas de invierno; sin embargo, las centrales de G-B de tipo estacional y, por extensión, las centrales reguladoras del sistema, si deben ser evaluadas bajo este criterio, puesto que su función básica es regularizar las disponibilidades hidráulicas a lo largo del año y su mayor beneficio económico radica en los aportes de energía firme de verano que proporciona dicha regulación. De otra parte, la mayor o menor regulación del sistema estará reflejada por la relación entre los costos marginales de generación estacional, en el largo plazo. En todo caso, en el despacho de las centrales del sistema, la operación real de las centrales reguladoras, introduce el desbalance estacional.

La política de operación supuesta para la central de G-B es: la central entra a bombear sólo después de realizar la generación demandada durante el período (prioridad a la generación); aunque pudiera plantearse la posibilidad de someter la central a otra política, por ejemplo, dar prioridad a la generación en verano, y al bombeo en invierno; con el criterio de demandas desbalanceadas estacionales se está suponiendo, indirectamente, dicha política alternativa.

Para el nivel de estudios planteado, se considera poco significativa, además de que usualmente no es tomada en consideración a dicho nivel, la incidencia en la economía del proyecto de las pérdidas en la transmisión de energía del sistema para el proyecto y viceversa. Para niveles más detallados de estudio, esta variable puede cobrar importancia; será evaluada adecuadamente en la simulación conjunta del sistema y la central.

El criterio de que "una central de G-B será económicamente atractiva si la relación entre los precios de la energía consumida y la producida es menor que la eficiencia del proceso" es, evidentemente, miope. En cada caso considerado deberá entrar en la evaluación económica, la comparación entre instalar y no instalar G-B; en unos casos (como el analizado aquí o cuando se estudia la modificación de una central convencional existente) esa instalación representa un sobrecosto de inversión, operación y mantenimiento, con respecto a instalar una central convencional; en otros casos podrá representar la instalación de potencia adicional en otra parte del sistema, para bombear, contra la posible economía de no instalar una central térmica de punta.

Consideramos clara y válida la aplicación de los costos marginales de generación de los distintos tipos de energía en el sistema, como sistema de precios para evaluar el beneficio de incorporar una nueva central al mismo. Los aportes marginales que produce el nuevo proyecto en el sistema están bien evaluados al cuantificarlos por el costo de generar, marginalmente al plan de desarrollo del mismo, cada tipo de energía (y potencia) demandada por el mercado. La curva de costos incrementales de producción (a nivel diario o semanal) asociada a la curva de carga y al despacho de las plantas del sistema, estará bien empleada para evaluar centrales de G-B que operan a ese nivel (sustitución de energías en distintos puntos de la curva de carga) siempre que la magnitud del proyecto evaluado no modifique sustancialmente al sistema y a su curva de costos de producción.

Se recomienda la simulación período a período para una evaluación como la planteada en este trabajo, por las siguientes consideraciones, entre otras:

-Permite evaluar adecuadamente el concepto de confiabilidad en el abasto energético por una simple cuantificación de frecuencia del cumplimiento de las metas de generación.

-Permite evaluar los beneficios por mayor cabeza de generación aportada por el bombeo (potencia).

-Asociado con lo anterior, permite simular el comportamiento de los equipos bajo condiciones diferentes a las nominales, caso en el cual se presentan importantes variaciones de eficiencia.

-Permite simular el comportamiento hidrológico de la o las fuentes involucradas en el proyecto, cuya aleatoriedad difícilmente puede ser considerada de otra forma.

de búsqueda, como el descrito aquí, con lo cual se pierde la dependencia del resultado con respecto a los valores iniciales supuestos para las variables de decisión.

Tal como ha sido mencionado en la parte inicial de este informe, otros importantes beneficios económicos de las centrales del tipo de la considerada aquí, resultan de la operación conjunta de ésta con el sistema con el cual interactúa; además, la disponibilidad de energía secundaria para el bombeo es un evento aleatorio; incluso en los meses de verano (promedio histórico) se pueden presentar excedentes energéticos ocasionales que pueden ser almacenados mediante la operación conjunta del sistema y la central reversible; puede plantearse un modelo que itere a dos niveles: Sistema, donde se determinen las producciones a ese nivel y las disponibilidades de potencia y energía secundaria para bombear; central de G-B, donde se satisfagan deficiencias de abasto del nivel anterior, y se realicen los bombeos sujetos a las disponibilidades "reales" de potencia y energía, mencionadas.

No obstante que aquí se ha planteado la evaluación de la central de G-B, considerando solamente el beneficio

económico de la regulación de energía aportada, en un nivel más avanzado de estudios debe ser considerado, aparte del anterior, el beneficio adicional a un nivel de tiempo menor (día, semana), de sustituir las centrales de punta con los mayores costos unitarios por la generación en la planta de G-B. Pueden ser planteados dos niveles de operación: un nivel estacional donde se optimice la operación de la central reversible, tal como se plantea en este trabajo, y un nivel diario o semanal, donde se desagreguen los tiempos óptimos estacionales en cada modo de operación, para alcanzar el máximo beneficio económico por sustitución de plantas de punta.

REFERENCIAS

Osorno, C. A. *Evaluación de Centrales de Generación-Bombeo, para Regulación Estacional, en Sistemas Fundamentalmente Hidroeléctricos*. Tesis de Magíster no publicada. Postgrado en Aprovechamiento de Recursos Hídricos. Facultad de Minas. Universidad Nacional de Colombia. Medellín. 1988.

