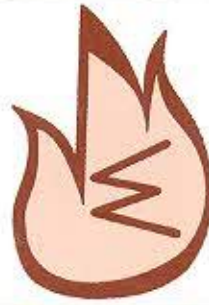


Revista Energética



Energy Magazine

Año 15
número 2
mayo - agosto 1991

Year 15
number 2
May - August 1991



Tema: Experiencia en el Planeamiento
de Sistemas Eléctricos

Topic: Experience in Power System
Planning



Expansión del Sistema de Generación Eléctrica con Costos Marginales Crecientes

Affonso M. F. Silva, Jorge Trinkenreich, João C. R. Albuquerque*

1. ASPECTOS GENERALES

El Modelo RANKING ha sido desarrollado como una herramienta de análisis para la expansión óptima de un sistema generador predominantemente hidroeléctrico, cubriendo dos aspectos esenciales de la planificación:

- Establecer la priorización técnico-económica de las plantas hidro y termoeléctricas. Esta priorización se hace según una relación costos-beneficios, que considera el costo incurrido por la incorporación de una planta (o grupo de plantas) al sistema eléctrico existente y el beneficio representado por la correspondiente ganancia de energía firme (o garantizada) añadida al sistema.
- Formular programas alternativos de generación de acuerdo con los requisitos del mercado de energía eléctrica del sistema, considerando el catálogo de proyectos y sus respectivos índices de costos-beneficios determinados por el modelo.

En realidad, el mencionado índice resulta de una relación incremental respecto al sistema de costos y de beneficios que corresponden a un aumento de producción y, por lo tanto, a una evaluación

aproximada del costo marginal de expansión del sistema de generación eléctrica.

Por esta circunstancia el resultado de la priorización es una secuencia de proyectos que conllevan la expansión del sistema generador con costos marginales crecientes (en general expresados en dólares por MWh).

Debe observarse que, en la etapa de planificación en la cual se inserta el RANKING, se considera que la expansión del sistema de generación eléctrica se hace por bloques progresivos de capacidad generadora firme debido a la incorporación de plantas, sin tomar en cuenta la variación continua y la cronología del mercado eléctrico.

Se puede comprobar que esta simplificación respecto al mercado no afecta la priorización de los proyectos establecida por los respectivos costos marginales crecientes, siempre y cuando dichos proyectos sean totalmente absorbidos por el mercado eléctrico en lapsos relativamente cortos.

De este modo, obtenida la secuencia óptima de los proyectos según los costos marginales crecientes, la etapa siguiente busca determinar las fechas de entrada en operación de dichos proyectos, tomando en cuenta las proyecciones

actualizadas del mercado de energía eléctrica y analizando los efectos debidos a la incertidumbre de las principales variables involucradas.

2. BREVE DESCRIPCIÓN DEL MODELO RANKING

Es conocido el hecho de que los beneficios varían de acuerdo con los tipos de proyectos y lo mismo sucede con los costos.

El índice adoptado considera los incrementos anuales de costos y de energía firme, debidos a la incorporación del proyecto (o grupo constituido por combinaciones permitidas de proyectos) que se va a evaluar en el sistema de generación.

Es conveniente notar que, en un sistema predominantemente hidroeléctrico, los beneficios energéticos aportados por los proyectos al sistema, por lo general, varían en función de la secuencia de su incorporación. En efecto, una nueva central hidroeléctrica introduce cambios en las reglas operativas de los embalses existentes aguas arriba y abajo; mientras, para un nuevo proyecto termoeléctrico, los costos esperados de combustibles dependen de los niveles de regulación de los caudales y, por consiguiente, de la energía secundaria existente por "afirmar", o sea, garantizar.

*Los autores son funcionarios del Area de Planificación e Ingeniería de ELETROBRAS

Respecto al incremento del costo anual debido a la adición del proyecto, hidro o termoeléctrico, se determinan diferentes franjas de costo en términos de anualidades, utilizándose una tasa de descuento prefijada y las vidas útiles de los proyectos. Los principales costos considerados son:

- **Inversiones de capital:** En la construcción de las plantas y en líneas de transmisión asociadas que conectan dichas plantas a los centros de carga. Los renglones referentes a medio ambiente se pueden desglosar de los presupuestos para efecto de análisis a través del modelo de repercusiones respecto al índice de costos-beneficios.
- **Costo de combustibles:** Para las plantas termoeléctricas, corresponde el gasto de combustibles asociado con la esperanza matemática de generación térmica. En cuanto a las plantas

hidroeléctricas, se refiere a un decrecimiento de costo proporcionado por la generación termoeléctrica ahorrada, o sea, la esperanza matemática de generación térmica reemplazada por eventual excedente de energía hidroeléctrica (energía secundaria).

- **Operación y mantenimiento:** En función del tamaño y tipo de planta.
- **Costo debido a la equiparación de los niveles de instalación de las plantas eléctricas:** Ello permite comparar plantas con diferentes factores de capacidad, añadiendo o retirando, de acuerdo con su integración al sistema, el costo tipo de unidades generadoras de punta que se han establecido anticipadamente, por ejemplo, turbinas de gas.
- **Costo debido a la variación de la reserva operacional del sistema eléctrico:** Estos toman

en cuenta los diferentes niveles de confiabilidad del sistema en función de la naturaleza de las plantas propuestas con diferentes tamaños y números de unidades generadoras y sus respectivos factores de disponibilidad. Por lo general, en esta etapa de planificación, en lugar de la conocida metodología Loss of Load Probability (LOLP), es decir la Probabilidad de Pérdida de Carga, se utiliza una curva empírica para los requerimientos de reserva, en función de la demanda y de la composición hidrotérmica del parque generador.

A su vez, el incremento de energía firme y las esperanzas de generaciones térmicas que se van a utilizar son determinados por las diferencias de resultados entre las simulaciones del sistema eléctrico, con o sin el proyecto (o grupo) en análisis.

La simulación del sistema eléctrico se realiza a través de un método simplificado, puesto que las plantas hidroeléctricas son representadas en forma equivalente por una sola planta con un solo embalse.

La política de operación adoptada para las diferentes clases de térmicas es establecida por curvas típicas de operación ("rule curve operation"), o a través de programación dinámica estocástica para operación óptima ("optimal operation").

En resumen, el modelo determina, para dichos fines, el período crítico, la energía firme y, a la vez, las esperanzas de generación térmica para cada clase de plantas termoeléctricas y la energía hidroeléctrica "afirmada" por la operación de complementación térmica.

Se empieza el proceso de elección de la secuencia prioritaria con la selección del proyecto (o grupo de proyectos), con el menor índice de costos-beneficios, el cual, una vez identificado, es defini-

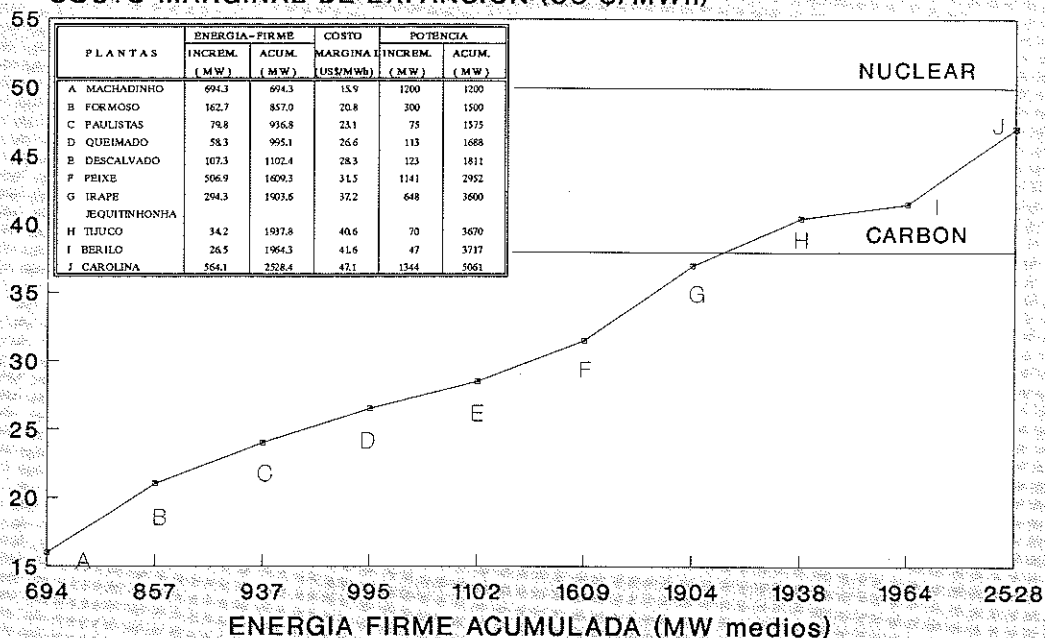
CUADRO 1

CUENCA/PROYECTO	POTENCIA-MW	INVERSION-10 US\$ (*)
- TOCANTINS		
■ CAROLINA	1344	1876.6
■ PEIXE	1141	927.0
- S. FRANCISCO		
■ FORMOSO	300	240.1
■ QUEIMADO	113	122.2
- JEQUITINHONHA		
■ IRAPE	450	927.0
■ JEQUITINHONHA	198	211.3
■ BERILO	47	79.5
- PARANAIBA		
■ PAULISTAS	75	102.7
- RIBEIRA		
■ DESCALVADO	123	198.8
■ TIJUCO	70	107.2
- URUGUAI		
■ MACHADINHO	1200	633.5

(*) Excluyendo interés durante la construcción y transmisión asociada.

SECUENCIA PRIORITARIA DE DESARROLLO DEL SISTEMA DE GENERACION ELECTRICA

COSTO MARGINAL DE EXPANSION (US \$/MWh)



COSTO DE GENERACION TERMICA-US\$/MWh:
NUCLEAR = 50.0 Y CARBON = 38.2

tivamente agregado al sistema eléctrico y, entonces, el proceso se repite buscando lograr un nuevo proyecto de menor costo, y así en adelante, hasta terminar con todos los proyectos disponibles. Asimismo, se subraya el hecho de que en cada fase de selección se agota el análisis de la incorporación de todos los proyectos (o grupo de ellos) candidatos a la expansión del sistema.

El resultado final es una secuencia de proyectos hidro o termoelectrónicos, en orden de prioridad, con índices de costos-beneficios crecientes, o sea, costos marginales de expansión crecientes para el sistema de generación eléctrica.

Aunque no se consideran las restricciones financieras en la evaluación de la secuencia prioritaria, ésta se acerca al punto óptimo si el tama-

ño de las plantas eléctricas es pequeño en comparación con los incrementos de carga al sistema eléctrico.

Entonces, puede decirse que dicha secuencia es la de costo mínimo en término de valor actual y constituye una primera base para la formulación de alternativas de expansión del sistema de generación.

La labor que se realiza, en una etapa posterior, es la búsqueda de la alternativa de expansión óptima acorde a las proyecciones de energía y potencia actualizadas para el mercado y así determinar la programación óptima, o sea, las fechas y los cronogramas de implementación de los proyectos ya priorizados.

Aunque se le ha dado mayor importancia al Modelo RANKING en el área de planificación, con-

vendría señalar su capacidad de apoyo a la optimización del diseño de las plantas, permitiendo conocer la variación en las prioridades de los proyectos y, por consiguiente, en los costos marginales para diferentes niveles de almacenamiento (storage use), potencia instalada y costos incurridos por inversión en obras de disminución de los impactos ambientales.

3. PRINCIPALES RESULTADOS DEL MODELO

Como resultado final, se obtiene un listado de las plantas integrantes del catálogo, según el orden de priorización, o sea, la ordenación o "RANKING" de las plantas eléctricas propuestas para la expansión del sistema eléctrico.

También se obtiene del modelo la estimación de los costos marginales crecientes de expansión del sistema generador.

En la gráfica adjunta, se puede apreciar un ejemplo de aplicación del modelo al sistema eléctrico interconectado de Brasil, en la cual se visualiza la secuencia prioritaria de los proyectos según los respectivos costos marginales crecientes para un catálogo de once proyectos hidroeléctricos propuestos. Los costos de referencia de generación térmica a base de carbón y nuclear son también indicados en la gráfica. En el cuadro 1 se presentan los datos principales de los proyectos hidroeléctricos sometidos al modelo.

4. PROCESO

- Capacidad: 300 plantas hidroeléctricas, 10 clases de plantas termoeléctricas y serie hidrológica de 50 años de caudales mensuales en los sitios de las presas.
- Tiempo: 3 minutos de CPU en la computadora IBM-4381 para el caso de 273 plantas hidroeléctricas, siendo 178 propuestas a la incorporación al sistema eléctrico y dos clases de termoeléctricas. En una microcomputadora del sistema XT/4.77 MHZ se requieren cinco minutos de procesamiento para el caso de seis plantas hidroeléctricas, siendo cinco propuestas y cuatro clases de termoeléctricas.

5. INFORMACION BASICA

Para la aplicación del modelo se requiere la siguiente información básica:

- **Datos económicos:** tasas de cambio y de interés y vida útil de las plantas e instalaciones de transmisión.
- **Datos típicos del sistema de suministro de energía eléctrica:** factor de carga medio previsto.
- **Datos hidrológicos:** registro histórico de los caudales promedios mensuales y evaporación en cada sitio de las plantas hidroeléctricas.
- **Características físicas y operativas de las plantas existentes, programadas y en estudio:** formulario específico para cada tipo de planta hidroeléctrica y termoeléctrica y guía de llenado correspondiente.
- **Costos de inversiones:** de acuerdo con los presupuestos de las plantas incluyendo o no la transmisión asociada e intereses durante el período de construcción. Además de eso, se requiere el costo típico o patrón por unidad de potencia, admitido para unidades generadoras típicas de suministro de punta y de reserva operacional.
- **Costo de combustibles:** precios de referencia para cada tipo de combustible y respectivos poderes caloríficos promedios.
- **Costos de operación & mantenimiento (O&M):** costos fijos, estimados por unidad de potencia de las plantas.

REFERENCIA BIBLIOGRAFICA

1. Arvanitidis, N.Y., Rosing, J., "Optimal Operation of Multi Reservoir Systems Using Composite Representation" [Operación Óptima de Sistemas de Reservorios Múltiples Utilizando Representación Compuesta], IEEE Transactions, PAS, Vol. 89, febrero de 1990.
2. Scherer, C.R., *Estimating Electric Power Systems' Marginal Costs* [Estimando los Costos Marginales de los Sistemas de Energía Eléctrica], North-Holland Publishing Company, 1977.
3. Boiteux, M., *The Choice of Plant and Equipment for the Production of Electric Energy in Marginal Cost Pricing in Practice* [La Elección de Planta y Equipamiento para la Producción de Energía Eléctrica en la Fijación de Precios con Costos Marginales en la Práctica], Prentice Hall, Englewood Cliffs, N.J., 1964.
4. CEPEL/ELETRONBRAS, *Modelo de Programação Dinâmica Estocástica para Operação de Sistemas Hidrotérmicos* [Modela de Programação Dinâmica Estocástica para la Operación de Sistemas Hidrotérmicos], Informe Técnico, CEPEL, No. 144, Rio de Janeiro, 1977.
5. Simpson, D., y J. Walker, "Extending Cost-Benefit Analysis for Energy Investment Choices" [Extender el Análisis de Costos-beneficios para las Elecciones de Inversión Energética], Energy Policy, junio de 1987.
6. Lecaillon, J., *Les Fonctions de Cout en Analyse Microéconomique* [Las Funciones de Costo en el Análisis Microeconómico], Nouvelle Edition, París, 1985.
7. Ray, A., *Cost-Benefit Analysis: Issues and Methodologies* [Análisis de Costos-beneficios: Temas y Metodologías], Banco Mundial, Washington, D.C., 1986.

Expansion of the Power Generation System with Rising Marginal Costs

Affonso M.F. Silva, Jorge Trinkenreich, João C.R. Albuquerque*

1. GENERAL ASPECTS

The RANKING model has been developed as an analytical tool for the optimal expansion of a predominantly hydropower generation system and covers two essential planning aspects:

- To establish the technical and economical priorities of hydropower and thermoelectric plants. This is carried out using a cost-benefit ratio, which takes into account the cost stemming from the incorporation of an additional power station (or group of stations) to an existing power system and the benefit gained from the corresponding firm (or guaranteed) energy added to the system.
- To formulate alternative generating programs in keeping with market needs for electrical power from the system, considering the list of projects and their respective cost-benefit indices determined by the model.

In fact, the aforementioned index results from an incremental cost-benefit ratio corresponding to an increase in production and, therefore, to an approximate evaluation of the marginal cost of expanding the power generation system.

Because of this, the result of the priority process is a series of projects implementing an expansion of the generation system with rising marginal costs (generally expressed in U.S. dollars per MWh).

At the planning stage in which RANKING is introduced, one should bear in mind that expansion of the electricity generation system is carried out by progressive blocks of firm generating capacity due to the incorporation of power stations, without taking into account the continual fluctuations and chronology of the electricity market.

It can be confirmed that this market simplification does not affect the setting of priorities for established projects owing to their respective rising marginal costs, as long as the projects are absorbed by the electricity market in relatively short time periods.

In this way, once the optimal sequence of projects is achieved according to rising marginal costs, the following stage seeks to determine the date of the project's commissioning, taking into account updated forecasts of the electrical power market, as well as analyzing the effects due to the uncertainty of the variable principles involved.

2. BRIEF DESCRIPTION OF THE RANKING MODEL

It is a known fact that benefits vary according to the type of project. The same occurs for costs.

The adopted index considers the increases both in annual costs and in firm energy, as a result of the incorporation of a project (or a group consisting of permitted combinations of projects) that is going to be added to the power generation system.

It should be noted that, in a predominantly hydropower system, the energy benefits brought to the system by the projects generally vary depending on their sequence of incorporation. Indeed, a new hydropower station introduces changes in the operating rules of already existing reservoirs upriver and downriver, whereas, for a new thermoelectric project the expected fuel costs depend on the regulation of water flows and therefore on the existing secondary energy "secured" or guaranteed.

Regarding the annual cost increase stemming from the addition of a project, whether hydro or thermoelectric, different cost ranges are decided in terms of annuities, using a prefixed discount rate and useful life of the projects. The principal costs considered are:

* The authors are from the Planning and Engineering Area of ELETROBRAS.

- **Capital investments:** In the construction of stations and associated transmission lines that connect the stations to the load centers. Environmental entries can be disaggregated from the budgets to allow analysis, through the model, of their repercussions on the cost-benefit index.
- **Fuel costs:** For thermoelectric plants, costs are the expenditures for fuels related to the mathematical expectation of thermal generation. For hydropower stations, they are a decline of cost provided by saved thermoelectric generation, that is, the mathematical expectation of thermal generation replaced by an eventual surplus of hydroelectric energy (secondary energy).
- **Operation and maintenance:** Depending on size and type of plant.
- **Cost due to the comparison of power plants' installation levels:** This allows plants with different capacity factors to be compared, adding or withdrawing according to their integration to the system the typical cost of peak generation units that have been previously established, such as gas turbines.
- **Cost due to a variation in the electrical system's operational reserve:** These take into account the differing levels of reliability of a system according to the nature of proposed stations with different sizes and numbers of generation units and respective availability factors. Generally, at this stage of planning, instead of the known methodology of Loss of Load Probability (LOLP), an empirical curve is used for reserve requirements, according to demand and the hydrothermal composition of all the existing generators.

The increase in firm energy and the expectations of thermal gen-

eration that is going to be used are determined by the differing results between the simulations of the electrical system with or without the project (or group) being analyzed.

The simulation of the electrical system is performed using a simplified method, since the hydropower stations are represented in an equivalent fashion by a single station with only one dam.

The operation policy adopted for the different categories of thermal plants is established by operation rule curves or through stochastic dynamic programming for optimal operation.

In short, the model for this purpose determines the critical period, the firm energy, and at the same time the thermal generation expectations for each category of thermoelectric plant and the "secured" hydropower by the complementary thermal operation.

The process of selecting the priority sequence begins with the selection of the project (or group of projects), with the lowest cost-benefit index, which once identified is permanently added to the power system and then the process is repeated in order to achieve a new project at a lower cost, and so on until all the available projects are concluded. Likewise, in each selection phase the incorporation of all the projects (or group of projects) applying for participation in the system's expansion is thoroughly analyzed.

The final result is a sequence of hydropower or thermoelectric projects, in order of priority, with rising cost-benefit indexes or rising marginal costs of expansion for the power generation system.

Although financial constraints are not considered in evaluating the priority sequence, the evaluation comes close to the optimal point if the size of the power plant is small compared to the load increase to the power system.

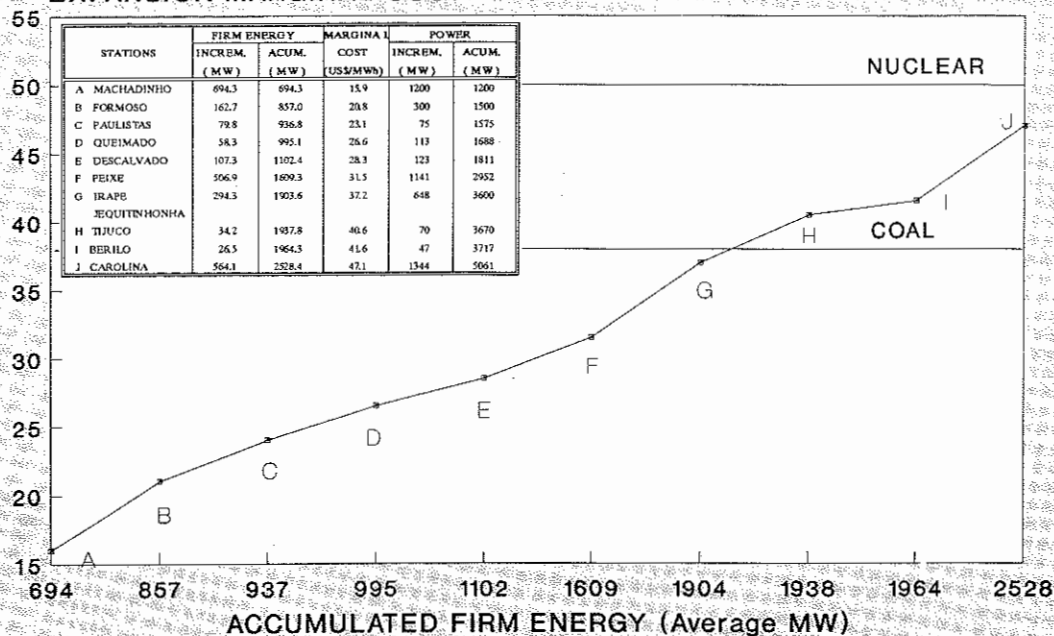
TABLE 1

BASIN/PROJECT	POWER - MW	INVESTMENT - 10 US\$ (*)
- TOCANTINS		
■ CAROLINA	1344	1876.6
■ PEIXE	1141	927.0
- S. FRANCISCO		
■ FORMOSO	300	240.1
■ QUEIMADO	113	122.2
- JEQUITINHONHA		
■ IRAPE	450	927.0
■ JEQUITINHONHA	198	211.3
■ BERILO	47	79.5
- PARANAIBA		
■ PAULISTAS	75	102.7
- RIBEIRA		
■ DESCALVADO	123	198.8
■ TIJUCO	70	107.2
- URUGUAI		
■ MACHADINHO	1200	633.5

(*) Excluding interest during the construction and related transmission.

PRIORITY SEQUENCE FOR THE DEVELOPMENT OF THE ELECTRIC POWER GENERATION SYSTEM

EXPANSION MARGINAL COST



COST OF THERMAL GENERATION - US\$/MWh
NUCLEAR = 50.0 AND COAL = 38.2

One could then say that this sequence is the minimum cost sequence in terms of actual value and constitutes a preliminary basis for formulating expansion alternatives for the power generation system.

The work conducted at a later stage consists of searching for the optimal expansion alternative according to updated energy and power market forecasts and thus determining the optimal programming, that is, the implementation dates and schedules of the projects that have already been granted priority.

Although the RANKING model has been given greater importance in the area of planning, its capability of supporting the optimization of the plants' design

should be pointed out, thus enabling to learn about the variation in project priorities and therefore in the marginal costs for the different levels of storage use, installed power, and investment costs incurred as a result of works aimed at reducing environmental impacts.

3. MAIN MODEL RESULTS

As the final result, a list of plants is obtained integrated into a catalogue, by order of priority, that is, the ordering or RANKING of the proposed power stations for expanding the power system.

An estimation of rising marginal costs for the expansion of the generating system is also obtained from the model.

An example of the model's application to the interconnected power system of Brazil is shown on the attached chart, which shows the priority project sequence according to the respective rising marginal costs of a catalogue of eleven proposed hydropower plants. The reference costs of thermal generation on the basis of coal and nuclear power are also indicated on the chart. The main hydroelectric project data processed by the model are displayed in table 1.

4. PROCESS

- Capacity: 300 hydropower stations, 10 categories of thermo-electric plants, and a 50-year hydrological series of monthly water volumes at the dams.

- Time: 3 minutes of CPU on the IBM-4381 computer for 273 hydropower stations, including 178 proposed for incorporation to the electric power system and two categories of thermoelectric plants. Five minutes are needed to process six hydropower stations, including five proposals and four categories of thermoelectric plants, on a XT/4.77 MHz microcomputer system.

5. BASIC INFORMATION

The following basic information is required to apply the model:

- **Economic data:** exchange and interest rates and useful life of the plants and transmission installations.
- **Typical data of the electrical power supply system:** forecast of average load factor.
- **Hydrological data:** historical record of the average monthly flows and the evaporation in every site of the hydropower stations.
- **Physical and operating characteristics of existing, under consideration, and planned plants:** specific form for each type of hydropower and thermoelectric plant and corresponding fill-up guide.
- **Investment costs:** In keeping with the plant budgets, including or not including the associated transmission and interests during the construction period. Besides this, one needs to know the standard or typical cost per unit of power, agreed for peak supply generation units and operational reserve.
- **Fuel costs:** Reference prices for each type of fuel and respective average calorific power.
- **Operating and maintenance costs (O & M):** Fixed costs, estimated per power unit of the plants.

REFERENCES

1. Arvanitidis, N.Y., and J. Rosing, "Optimal Operation of Multi-Reservoir Systems Using Composite Representation", *IEEE Transactions, PAS*, Vol. 89, February 1990.
2. Scherer, C.R., *Estimating Electric Power Systems Marginal Costs*, North-Holland Publishing Company, 1977.
3. Boiteux, M., *The Choice of Plant and Equipment for the Production of Electric Energy in Marginal Cost Pricing in Practice*, Prentice-Hall, Englewood Cliffs, N.J., 1964.
4. CEPEL/ELETROBAS, *Modelo de Programacao Dinamica Estocastica para Operacao de Sistemas Hidrotérmicos*, Relatório Técnico, CEPEL, No. 144, Rio de Janeiro, Brasil, 1977.
5. Simpson, D., and J. Walker, "Extending Cost-Benefit Analysis for Energy Investment Choices", *Energy Policy*, June 1987.
6. Lecaillon, J., *Les Fonctions de Cout en Analyse Microéconomique*, Nouvelle Edition, Paris, France, 1985.
7. Ray, A., *Cost-Benefit Analysis: Issues and Methodologies*, World Bank, Washington, 1986.