

OPCIÓN METODOLÓGICA PARA ESTUDIOS DE EXPANSIÓN DE CAPACIDAD GENERACIÓN

Rómulo Pillajo
Dirección de Planeamiento

RESUMEN

Se presenta una opción metodológica para generar y seleccionar secuencias alternativas de equipamiento de plantas generación eléctrica, técnica y económicamente óptimas, requeridas para definir una estrategia de expansión de la capacidad del sistema de generación para el corto, mediano y largo plazos.

Se describe la información requerida para los estudios de expansión y la experiencia de aplicación de la metodología en el Ex Instituto Ecuatoriano de Electrificación - INECEL.

PALABRAS CLAVE: Catálogo, Secuencias, Selección, Expansión, Estrategia.

1. INTRODUCCIÓN

1.1. Planificar es una Obligación

Para satisfacer la demanda eléctrica futura, la planificación económica es una herramienta fundamental, y su objetivo es la búsqueda de un óptimo económico, consistente en minimizar una función de costo, bajo la condición de satisfacer la demanda eléctrica para un nivel de calidad de servicio dado.

La búsqueda del máximo excedente colectivo se fundamenta en tres principios:

- Satisfacer la demanda.
- Reducir al mínimo los costos.
- Vender al costo marginal.

De ese modo, el proceso de planificación se convierte en un proceso iterativo, con las siguientes fases:

- Previsión de la demanda.
- Gestión óptima y selección de inversiones.
- Cálculo de los costos marginales correspondientes y de las tarifas.
- Autorregulación sobre la demanda.

A lo anterior se agrega el carácter estratégico de la

planificación, por las características de incertidumbre que prevalecen en la actividad eléctrica.

- La actuación de sus actores: Los clientes, los proveedores, los competidores, las regiones, las colectividades.
- La incertidumbre: Los fenómenos aleatorios, la evolución institucional, el crecimiento económico.
- Las macrodecisiones: El futuro no es el resultado de microdecisiones racionales que se encadenan. El futuro es el resultado de nuestras macrodecisiones.

En resumen, al tomar en consideración lo incierto en la elaboración de las macrodecisiones estructurales del futuro, se confiere a la planificación un carácter estratégico.

1.2. La Ley

Es importante destacar que con la aprobación de la Ley Reformatoria de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico expedida el 3 de septiembre de 2006, se restituye al Concejo Nacional de Electrificación – CONELEC, la función de ejecutar la planificación del sector eléctrico, conforme la siguiente disposición:

Sustitúyase el literal b) del artículo 13, por el siguiente:

“b) Elaborar del Plan Maestro de Electrificación, para que garantice la continuidad del suministro de energía, y en particular la de generación basado en el aprovechamiento óptimo de los recursos naturales, promoviendo su ejecución oportuna agotando para ello los mecanismos que la Ley le concede.

Para tal efecto, mantendrá actualizado el inventario de los recursos energéticos del país con fines de producción eléctrica, para ser ejecutados directamente por el Estado, con recursos propios o asociándose con empresas especializadas de conformidad con la Ley de Inversiones del Sector Público; o, concesionados de acuerdo al Reglamento de Concesiones y Licencias para la Prestación del Servicio de Energía Eléctrica.”

1.3. La Propuesta

Con estos antecedentes, el artículo pretende contribuir al cumplimiento eficiente de los objetivos estratégicos que les confiere la Ley al ente de control y regulación del Sector Eléctrico Ecuatoriano, con la exposición sobre una alternativa metodológica sencilla y eficiente, que permite resolver la problemática de la gestión óptima y selección de inversiones, para la expansión del sistema de generación eléctrica, misma que fue aplicada exitosamente por el Ex INECEL.

2. **UN POCO DE HISTORIA DE LOS MODELOS DE EXPANSIÓN**

Sobre el tema, se han desarrollado en el mundo varios modelos que tienen como objetivo la búsqueda del óptimo económico. Cada modelo se ha aplicado tomando en cuenta la particularidad y condiciones en la que se desenvuelve la actividad eléctrica en cada país.

A continuación se describen en forma resumida modelos más conocidos.

2.1. Modelo WASP

El modelo WASP, desarrollado por la Comisión de Energía Atómica de EEUU, ampliamente difundido en el mundo, constituye la herramienta histórica en EEUU; y también, ha sido aplicado en varios países de América, en donde el recurso energético primordial es la termoelectricidad de gran capacidad, entre las que se incluye a la energía nuclear.

El problema de expansión es resuelto mediante programación dinámica. Considera a los proyectos hidroeléctricos prefijados en la secuencia y optimiza la selección de las plantas termoeléctricas que complementa el sistema.

2.2. Modelo Nacional de Selección de Inversiones

En Francia se desarrolló el MODELO NACIONAL DE SELECCIÓN DE INVERSIONES. En sus inicios el modelo se sustentó en la programación lineal, y progresivamente ha ido alcanzado niveles avanzados de sofisticación para la solución del problema de optimización, extendiéndose a estudios de separabilidad lineal y no lineal y resolución del problema dual.

Igualmente la modelación del sistema alcanzó un gran desarrollo y contempla temas como la gestión mensual y diaria de la energía hidráulica concentrable; la

consideración de restricciones estratégicas y tácticas, valor en pico, valor en garantía (fallos evitados), valor en energía, entre otras.

2.3. Modelo SUPEROLADE

Para dar soporte a los países de latinoamericanos, OLADE desarrolló el modelo **SUPEROLADE** de característica modular, entre los que se destacan los siguientes: el “**módulo de demanda**” que permite construir las curvas de carga del sistema; el “**módulo hidrológico**”, con el cual, a partir de las series históricas de caudales, se determina la producción energética disponible en los proyectos hidroeléctricos; también se puede generar series sintéticas de caudales, aplicables en la simulación de operación del sistema; el “**módulo optimización**” (selección de inversiones) que utiliza la programación lineal mixta para la solución del problema de expansión; SUPEROLADE incluye también el “**módulo financiero**” y el “**módulo ambiental**”.

2.4. Modelo DSIG

El Ex INECEL, para los estudios del Plan Maestro de Electrificación, contando con el apoyo de consultoría alemana desarrolló el modelo **DSIG** (Definición de Secuencias de Instalaciones de Generación), aplicando un método de simulación y una regla heurística simple, resolvió el problema de selección de inversiones de generación en forma eficiente.

3. **METODOLOGÍA PARA GENERACIÓN Y SELECCIÓN DE SECUENCIAS DE INSTALACIONES DE GENERACIÓN**

3.1. Alcance

El objetivo es generar y seleccionar secuencias de proyectos de generación, que cubren la demanda eléctrica en un horizonte de planificación dado, que constituyen soluciones de expansión de generación, técnica y económicamente atractivas.

Por facilidad, la metodología, se presenta como un proceso, en el que se especifica las actividades que se ejecutan, enlazadas entre sí que, partiendo de entradas, que son procesadas o transformadas permiten generar un resultado o producto.

El método es aplicable para un horizonte de mediano y largo plazos, puesto que se considera que el recurso energético con que cuenta el Ecuador es fundamentalmente hidroeléctrico, que se concreta en un catálogo de proyectos hidroeléctricos de mediana y grande capacidades, cuyo desarrollo y construcción toman varios años.

Para el corto plazo, el problema se centra en analizar, la oportunidad e impacto económico y operativo que implica la próxima adición o entrada en operación de un nuevo proyecto al sistema, considerando que está en curso una decisión de equipamiento tomada, oportunamente, a base de estudios anteriores.

3.2. Criterio Económico

Las secuencias de expansión de generación de interés son aquellas que tienen el **menor valor presente del costo total de expansión**, en un horizonte de planificación dado.

El costo total de expansión, representa al valor presente del flujo de costos de inversión de los proyectos seleccionados, más los costos de operación y mantenimiento que se incurre con la secuencia de proyectos generada.

3.3. Catálogo de Proyectos

Se compone de proyectos hidroeléctricos y termoeléctricos, existentes, programados y futuros.

Los proyectos programados son aquellos que están prefijados a entrar en operación en el sistema en un determinado año.

Los proyectos futuros o proyectos candidatos son los que pueden ser seleccionados para entrar en el sistema en algún año del período de planificación considerado.

El catálogo incluye la posibilidad de incrementar la potencia instalada en las centrales existentes.

Igualmente toma en cuenta el retiro de unidades que han cumplido su vida útil o se consideran que su costo de producción no es competitivo en el mercado.

3.4. Restricciones de los Proyectos

- Restricción de oportunidad: un proyecto no podrá ser considerado como proyecto candidato antes del primer año técnicamente posible para entrar en operación.
- Restricción de posteridad: implica que un proyecto B opera solo si el proyecto A está operando.
- Restricción de exclusividad: un proyecto A excluye al proyecto B o viceversa.
- La entrada en operación de un proyecto A implica una energía incremental en el sistema.

3.5. Costos de los Proyectos

Cada proyecto del catálogo es caracterizado por costos convenientemente separados en costos de inversión y costos de O & M. Los costos están referidos a un nivel de precios dado.

Los costos de inversión de los proyectos de generación se especifican con la siguiente información:

- Calendario anual de inversiones.
- Años de construcción.
- Vida útil del proyecto.
- Costos de reposición.
- Vida útil de la reposición.

Igual parámetros se especifican para las líneas de transmisión asociadas a cada proyecto de generación.

3.6. Producción Energética de los Proyectos

La demanda de potencia y energía del sistema es satisfecha con la **producción firme de los proyectos**, esto es potencia garantizada y energía firme, consecuentemente esta información debe especificarse para cada proyecto.

La **potencia garantizada** se define como la potencia máxima que puede ser colocada por la central a las horas de máxima carga del sistema y en condiciones críticas de salto.

La **energía firme** representa la energía anual que la central puede garantizar con una cierta seguridad hidrológica (disponibilidad de agua) a través del período o serie hidrológica.

Para la simulación de la operación del sistema o despachos de carga de las centrales sobre las curvas de carga del sistema, se requiere determinar la **energía y potencia disponibles** en los proyectos hidroeléctricos, considerando escenarios hidrológicos probables y su variación estacional.

Con este objeto se especifica la producción media de cada proyecto para **N** escenarios hidrológicos y **M** estaciones del año.

En caso de proyectos integrados, la producción firme y media debe especificarse para cada grado de integración de los proyectos, esta condición se define como estado hidrológico. Por ejemplo, la producción de Paute debe especificarse en condición de aislado (estado hidrológico 1) e integrado con Mazar (estado hidrológico 2).

3.7. Demanda

La demanda eléctrica está representada como sigue:

- Previsión de la demanda de potencia y energía.
- Reserva anual de potencia.
- Curvas de duración de carga representativas de cada estación del año.

3.8. Generación de Secuencias

El problema es del tipo combinatorio y de la dificultad radica en la enorme cantidad de posibles soluciones que existen, y se requiere definir un procedimiento eficiente de comparación y selección de proyectos que sucesivamente se adicionarán a la secuencia.

El método consiste en determinar un Índice Económico de Comparación para cada proyecto candidato en una etapa de tiempo. El índice es derivado de la evaluación de los valores presentes de los costos de dos proyectos que entran en un sistema consecutivamente, para cubrir la demanda, la comparación se hace con el valor presente de la secuencia “proyecto 1 antes que proyecto 2”; con la secuencia “proyecto 2 antes que proyecto 1”.

3.8.1. Índice Económico de Comparación

A continuación se presenta la derivación del “Índice Económico de Comparación”, el mismo que fue propuesto por Tsou, Mitten y Rusell.

Si una secuencia parcial, S, de proyectos con una producción total, X, hay necesidad de tomar una decisión de instalación y dos proyectos **Pi** y **Pj** son candidatos para las dos próximas posiciones, entonces dos combinaciones son posibles, esto es, S' = S, **Pi**, **Pj** y S'' = S, **Pj**, **Pi**. En esa circunstancia el proyecto Pi no puede preceder al proyecto **Pj**, si C (S'), el costo descontado de S', es mayor que C (S''), el costo descontado de S''.

Sean Ci y Cj los costos, y Oi y Oj la producción del proyecto **Pi** y **Pj**, respectivamente; sea t (X) el inverso de la función de demanda, esto es, el tiempo cuando la demanda es X; y sea I la tasa de descuento.

Entonces :

$$C(S') = C(S) + \frac{C_i}{(1+I)^{t(X)}} + \frac{C_j}{(1+I)^{t(X+O_i)}}$$

Similarmente, el costo de S'' es:

$$C(S'') = C(S) + \frac{C_j}{(1+I)^{t(X)}} + \frac{C_i}{(1+I)^{t(X+O_j)}}$$

Ahora el orden, **Pi**, **Pj**, sería preferido a **Pj**, **Pi**, si C (S') < C (S''); ó,

$$\frac{C_i}{(1+I)^{t(X)}} + \frac{C_j}{(1+I)^{t(X+O_i)}} <$$

$$\frac{C_j}{(1+I)^{t(X)}} + \frac{C_i}{(1+I)^{t(X+O_j)}}$$

$$\frac{C_i}{(1+I)^{t(X)-t(X+O_i)}} < \frac{C_j}{(1+I)^{t(X)-t(X+O_j)}}$$

Simplificando:

$$\frac{C_i}{1 - (1+I)^{t(X)-t(X+O_i)}} < \frac{C_j}{1 - (1+I)^{t(X)-t(X+O_j)}}$$

ó: $R_i(X) < R_j(X)$

Donde para cualquier proyecto Pn:

$$R_n(x) = \frac{C_n}{1 - (1+I)^{t(X)-t(X+O_n)}}$$

Una propiedad importante que se infiere del índice Rn (X) es que, depende exclusivamente del proyecto bajo consideración en la secuencia y no de otros proyectos candidatos. En cualquier punto en una secuencia el índice Rn (X) puede ser calculado separadamente para cada proyecto y la necesaria condición implica que, en un punto particular en la secuencia, un proyecto no puede preceder a cualquier otro proyecto que tenga un índice Rn (X) menor.

Al menos tres estrategias pueden aplicarse para la selección de los proyectos para incorporarlos en la secuencia de expansión, que se resumen como sigue:

Estrategia 1: selección randómica pura de una lista de nuevas plantas posibles a entrar en operación e un año determinado.

Estrategia 2: selección randómica de una lista de los q mejores proyectos posibles, ranqueados con respecto a un índice convencional de B/C de cada proyecto.

Estrategia 3: selección randómica de una lista de los q mejores proyectos posibles ranqueados con respecto al índice Rn (x).

La Figura 1 ilustra el subproceso.

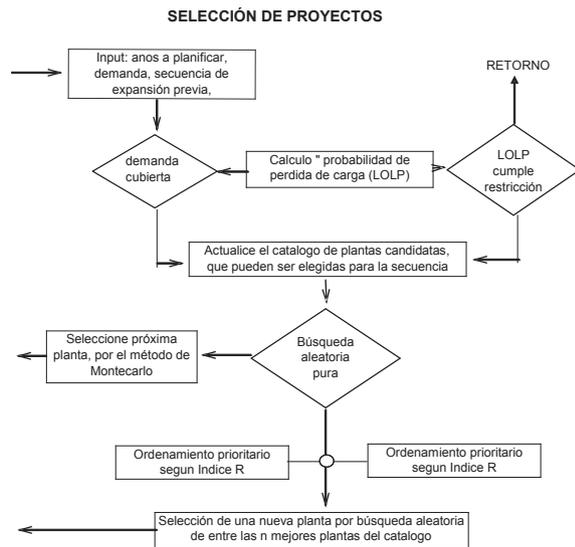


FIGURA 1: Proceso Selección de Proyectos

3.8.2. Índice Rn (X) Aplicado

En el caso ecuatoriano, por las características de los proyectos incluidos en el catálogo, se ha utilizado la estrategia 3 en el proceso generador de secuencias de proyectos que satisfacen la demanda del sistema en el período de expansión, como se especifica a continuación:

Para proyecto hidro:

$$R = \frac{AFP - Fc(ESP + ESS) \times PES}{1 - (1 + I)^{-t}}$$

Para proyecto termo:

$$R = \frac{AFP - 8,76 \times PGP \times Fp \times AVP}{1 - (1 + I)^{-t}}$$

Donde:

- R = Factor económico de comparación.
- AFP = Anualidad de los costos fijos del proyecto (Inversión + O&M).
- AVP = Anualidad equivalente de los costos variables de O&M.
- Fc = Factor de colocabilidad de la energía secundaria, determinada aleatoriamente entre 0-1.
- ESP = Energía secundaria de un proyecto hidro.
- ESS = Energía secundaria incremental en el sistema por la entrada en operación de un proyecto.

- PES = Precio unitario de la energía secundaria.
- i = Tasa de actualización.
- t = Tiempo que la oferta de producción firme cubre la demanda del sistema.
- Fp = Factor de planta de la central termoeléctrica, determinada aleatoriamente en el intervalo (Fp min, Fp Max).

Si en un año X del período de expansión se requiere iniciar la operación de un nuevo proyecto para incrementar la capacidad del sistema y así cubrir la demanda, el procedimiento para adicionar al sistema un proyecto al sistema se resume a seguir:

- Actualiza la lista de proyectos candidatos disponible para ese año X.
- Calcula los factores R de los proyectos candidatos.
- Preselecciona q proyectos que tienen los menores índices R.
- De los q proyectos preseleccionados en el punto anterior se sortea un proyecto para la próxima adición al sistema.

Como resultado de este subproceso se va construyendo la secuencia de proyecto y el flujo de costos de inversión de la secuencia.

3.9. Simulación de la Operación

Definida la secuencia de proyectos, el siguiente paso del proceso consiste en simular la operación del sistema ejecutando despachos de carga sobre la curva de carga del sistema, a fin de determinar la producción que cada proyecto coloca en el mercado, lo que nos permite y evaluar los costos variables de operación del sistema, ponderados en función de los escenarios hidrológicos especificados para los proyectos hidroeléctricos, los mismos que reflejan condiciones hidrológicas probables que fluctúan entre condiciones secas a lluviosas.

El despacho de carga se ejecuta en orden prioritario de los costos variables de producción de cada proyecto.

3.10. Planes de Expansión

Los subprocesos anteriores nos permiten disponer del flujo de costos totales anuales incurridos por cada secuencia de expansión (Costos fijos + costos variables) y en un período complementario de operación.

El flujo de costos totales es llevado a valor presente a un año de referencia dado y constituye el parámetro de comparación económica entre las secuencias de expansión generadas.

Los planes de expansión con los menores valores presentes, constituyen las opciones económicamente más atractivas.

En la Figura 2 se ilustra el proceso general.

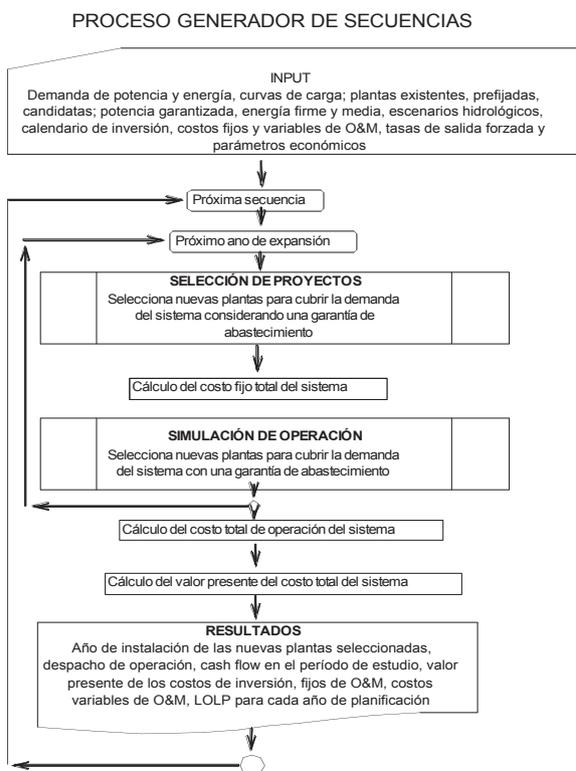


FIGURA 2: Proceso Generador de Secuencias

4. REFERENCIAS DE INFORMACIÓN PARA EL PROCESO

Como referencia, se indican algunos de los parámetros considerados en los procesamientos ejecutados, para fines de los estudios de Plan Maestro de Electrificación.

- Reserva: 7% de la demanda máxima o unidad de mayor tamaño.
- Energía Firme: determinada con una garantía hidrológica de 90%.
- Escenarios de Demanda:
 - Escenario medio: Tope del PIB 4,4%.
 - Escenario inferior: Tope del PIB 3%.
 - Escenarios Hidrológicos: siete.
 - Estaciones del Año: doce.

- Costos Fijos de O&M (US\$ kW/año):

CENTRALES			
Hidro	Vapor	Diesel	Gas
10	22 - 23	25 - 55	12 - 55

• Proyectos Hidroeléctricos

- Agoyán (156 MW).
- Paute C (500 MW).
- Daule Peripa (130 MW).
- Mazar (180 MW).
- San Francisco (210 MW).
- Sopladora (500 MW).
- Chespi (165).
- Lligua Muyo (127MW).
- Chambo (260 MW).
- Negro (103 MW).
- Gualaquiza (840 MW).
- Cascabel (573 MW).
- Cedroyacu (350 MW).
- Codo Sinclair (1 430 MW).
- Nangaritza (500MW).

• Proyectos Termoeléctricos

- Vapor.
- Módulos (125, 300) MW.
- Turbotas.
- Módulos (30, 60, 90, 120) MW.
- Motores Diesel.
- Módulos (5, 10, 15, 20) MW.

• Tasa de Actualización

- Criterio Empresarial 8%.
- Criterio Social 12%.

• Parámetros de la Simulación

- Número de proyectos en la lista de merito, según índice Rn: 5.
- Número de secuencias generadas: 200.
- Número de planes seleccionados: 5.

• Código Computacional

La metodología descrita fue implementada con el modelo DSIG, la codificación se hizo en lenguaje Fortran IV. La última versión del modelo DSIG fue compilada e instalada en un computador IBM RISC 6 000.

5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

La promulgación de la Ley Modificatoria de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico, restituye una función vital en las actividades del Sector y se espera con ello, que los clientes del servicio, tengan realmente garantizados el suministro eléctrico en el corto, mediano y largo plazos.

Esa responsabilidad puede ser cumplida, retomando los estudios de inventario de los recursos hidroeléctricos disponibles abundantemente en el País.

Estudios de inventario ejecutados por el Ex INECEL determinaron que el potencial hidroeléctrico disponible en el País es de 21 000 MW técnica y económicamente aprovechables. El potencial teórico es de 92 000 MW disponibles en las cuencas hidrográficas que fueron calificadas como de mayor interés hidroenergético del Ecuador, quedando aun importantes cuencas hidrográficas que aún no han sido exploradas y que constituyen la reserva natural e hidroenergética para el futuro.

La metodología expuesta, se considera que constituye la opción que mejor se adapta a las características hidroenergéticas del País, puesto que permite, atender objetivos estratégicos que demanda la planificación eléctrica.

Es importante indicar que la metodología es eficiente, si se dispone de un catalogo de proyectos debidamente estudiados, con información confiable sobre los parámetros físicos, técnicos y operativos de los diversos proyectos de generación.

No se presentan resultados actuales de corridas del modelo DSIG, por cuanto el levantamiento de la información de entrada requerida, implica un

esfuerzo Institucional, con la participación sostenida de un equipo de especialistas en los diversos tópicos técnicos que abarca el modelo.

6. BIBLIOGRAFÍA

- [1] GAERTNER, M.; MORARIU, S.; ZOLEZZI, E.; Development and Application of a National Electricity Planning Model; IEEE, México City 1977.
- [2] TSOU, C.A., MITTEN, L.G., RUSSELL, S.O.; Search Tecnique for Project Sequencing, Technical Council on Water Resource Planning and Mangement; Jour. Of Hydraulic Div. ASCE, May 1973.
- [3] ROHDE, F.G.; Economic Optimization and Evaluation of Hydroelectric Power Systems, Water Power, April 1975.
- [4] DIRECCIÓN DE PLANIFICACIÓN, INECEL; Plan Maestro de Electrificación, 1984.



Rómulo Pillajo Llumiuinga.-
Nació en Sangolquí, Ecuador en 1946. Recibió su título de Ingeniero Civil de la Universidad Central del Ecuador en 1974; y, de Master en Ingeniería de Sistemas de la Universidad Federal de Río de Janeiro, Brasil en 1982.

Actualmente, trabaja en la Dirección de Planeamiento del CENACE, se encuentra cursando estudios de Maestría en Estadística Aplicada en la Escuela Politécnica Nacional de Quito, experiencia profesional relacionada con Estudios de Planificación de Expansión de Generación Eléctrica, Planeamiento Operativo de la Generación Eléctrica, Hidrología Operativa, y Procesos relacionados al Mercado Eléctrico Mayorista.