

# MODELO PARA UN PLAN DE MANTENIMIENTO ANUAL ÓPTIMO DE UNIDADES DE GENERACIÓN DEL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO ECUATORIANO

**Gabriel Salazar**  
Investigación y Desarrollo

**María Fernanda Cardoso**  
EPN

## RESUMEN

En el presente artículo se propone un algoritmo para la planificación del mantenimiento anual de las unidades de generación. Al existir diferentes criterios de optimización se pueden obtener distintos resultados óptimos, en este caso el sistema plantea dos criterios como son: los costos de operación y el margen de reserva.

El modelo propuesto analiza el impacto que representa el retirar una unidad por mantenimiento considerando sólo el criterio de confiabilidad al determinar un límite de indisponibilidad por período y adherir a éste consideraciones económicas como el costo de operación de la unidad y restricciones tomadas a partir de procedimientos de despacho.

El modelo está implementado usando CPLEX bajo GAMS en programación lineal entera mixta.

Cabe destacar que la disponibilidad energética hidroeléctrica está limitada por los caudales y la capacidad de almacenamiento en los embalses y ello introduce una dependencia entre la decisión operativa de hoy y los costos operativos en el futuro; estas restricciones no son modeladas en este sistema, sin embargo, se toman como resultados de la modelación del algoritmo de programación dinámica dual utilizado en el modelo SDDP.

## 1. INTRODUCCIÓN

La energía eléctrica contribuye como bien estratégico para el desarrollo sustentable de un país. Un aspecto importante para lograr lo anterior, es garantizar un sistema de generación seguro y confiable, entre otros aspectos es indispensable que la planificación anual del cronograma de mantenimientos de las unidades de generación del SNI ecuatoriano se realice sobre la base de una optimización, que permita minimizar sus costos y garantizar el abastecimiento de energía eléctrica, considerando la calidad y seguridad en el suministro.

Cabe destacar que la actual planificación del cronograma de mantenimientos se elabora bajo criterios de límites de indisponibilidad por período.

Ello permite obtener niveles de reserva adecuados que garanticen el despacho óptimo y la confiabilidad del sistema con sus limitaciones respectivas.

El cronograma anual de mantenimientos de unidades de generación es uno de los datos de entrada que sirve como restricción de indisponibilidad en potencia para la ejecución de un despacho planificado ya sea diario, semanal o mensual.

La propuesta del presente trabajo es involucrar variables económicas dentro de la elaboración de la planificación anual del cronograma de mantenimientos, y sin pasar a segundo plano el criterio de seguridad del sistema, se analiza el impacto económico que ocasiona la salida a mantenimiento en una u otra fecha, cada una de las unidades de generación incorporadas al SNI, con respecto al costo total del despacho anual, para obtener así un plan óptimo del cronograma de mantenimientos al mínimo costo y garantizando su confiabilidad.

## 2. MARCO TEÓRICO DE REFERENCIA

### 2.1. Modelos de Planificación

La planificación de un cronograma de mantenimientos de unidades de generación es un problema que abarca entre otros aspectos la planificación del despacho hidrotérmico, en sistemas con múltiples embalses y con un número finito de plantas térmicas.

El objetivo es desarrollar un modelo para representar en forma detallada las características físicas, técnicas y operativas del sistema hidroeléctrico y, de manera agregada, las del sistema térmico.

La creciente complejidad de los sistemas eléctricos de potencia ha tornado el problema de la operación, y dentro de ésta la de un cronograma de mantenimientos óptimo, en una tarea ardua de ejecutar, ello ha estimulado el desarrollo de nuevos algoritmos matemáticos y herramientas computacionales que apoyen la toma de decisiones, no sólo en la más certera, sino además en un menor tiempo.

La complejidad se hace aún mayor en el caso de sistemas con un nivel alto de generación hidráulica como es el caso del sistema ecuatoriano ya que se involucran variables de gran incertidumbre.

Debido al comportamiento hidrológico es imposible tener predicciones de las futuras secuencias de las afluencias, por lo tanto, el problema de la operación de sistemas eléctricos puede ser tratado de forma ESTOCÁSTICA.

Se deben considerar las restricciones de carácter técnico, de disponibilidad de las unidades generadoras; y restricciones de confiabilidad; de tal modo de asegurar el cubrimiento de la demanda en cantidad y calidad al mínimo costo.

Debido a la importancia del problema de programación hidrotérmica, se han desarrollado múltiples alternativas de solución a lo largo del mundo, las cuales pueden ser agrupadas en cuatro categorías:

- a) Agregación y Desagregación de Embalses (AD).
- b) Equivalentes Determinísticos (ED).
- c) Aproximaciones Sucesivas (AS).
- d) Descomposición de Programación Lineal.

## 2.2. Niveles de Planificación

La planificación de la operación de un sistema eléctrico requiere de la coordinación de todas las decisiones de programación efectuadas en los diferentes niveles de planificación y dentro de ello la de un adecuado desarrollo de un programa de mantenimientos a mínimo costo. Se pueden identificar fundamentalmente tres niveles en la cadena de planificación de la operación:

- 1) Largo Plazo.
- 2) Mediano Plazo.
- 3) Corto Plazo.

### **Planificación de Largo Plazo**

La planificación de largo plazo comprende el análisis del comportamiento de la operación del sistema, bajo diferentes condiciones hidrológicas.

En esta fase se decide las necesidades de regulación de energía afluente, a través del uso adecuado de los embalses.

Se toma en cuenta la evolución plurianual de los embalses, la probabilidad de escasez futura de energía hidráulica, previsión de los consumos y demandas máximas, programas de obras y el cronograma de mantenimientos.

Algunos de los factores condicionales de los costos futuros pueden ser considerados como conocidos con certeza: el programa de obras para los años de estudio, incorporación de nueva tecnología etc., otros pueden ser conocidos mediante una función de probabilidad: la hidrología, y el precio de los combustibles, finalmente, pueden ser obtenidos mediante estimaciones de su valor más probable sin que sea posible determinar una ley de probabilidades para su comportamiento.

El horizonte de estudio utilizado generalmente varía entre uno y cinco años, utilizando etapas mensuales o trimestrales para el estudio, dependiendo de la capacidad de regulación de los embalses grandes.

Normalmente, este problema se resuelve utilizando metodologías de programación dinámica determinística (PDD) y estocástica (PDE).

### **Planificación de Mediano Plazo**

La planificación de la operación de mediano plazo tiene como objetivo principal realizar la programación mensual y/o semanal de la generación. La información con que se cuenta es más detallada que para el caso del largo plazo y está compuesta por:

- Análisis de la predicción de la demanda de energía y demanda máxima del sistema.
- Disponibilidad de las unidades generadoras.
- Contratos de intercambio de potencia y energía entre empresas generadoras.
- Precio y consumo esperado de combustibles de las centrales térmicas.
- Coordinación de los programas de mantenimiento de las empresas, etc.

Los resultados de la programación de largo plazo imponen un marco de referencia para este nivel. En esta fase, la generación hidráulica total calculada para los embalses equivalentes es disgregada en generaciones individuales para cada una de las plantas hidráulicas del sistema.

El horizonte de estudio es generalmente de un año, discretizado en pasos mensuales y/o semanales. En la actualidad el problema de la operación en este nivel se resuelve utilizando metodologías de PDE, con simulaciones probabilísticas y PDD.

### **Planificación de Corto Plazo**

La planificación de corto plazo, determina la programación horaria, económica y confiable de la operación de cada unidad generadora del sistema. En esta etapa, se descomponen las potencias de

generación semanales en asignaciones horarias, tomando en cuenta los efectos de corto plazo de control de los embalses.

Se requieren estudios muy detallados de la operación del sistema tales como:

- Reglas de control de las crecidas o afluencias diarias del sistema fluvial.
- Simulación del flujo de potencia horario.
- Despacho hidrotérmico con restricciones de seguridad.
- Predespacho óptimo de carga, etc.

La modelación del problema de corto plazo es similar a la formulada en el mediano plazo, sin embargo, la variación de la altura de las cotas de las centrales hidráulicas tiende a ser menos significativa y las predicciones de las afluencias son más exactas.

Existe una amplia gama de metodologías de optimización para resolver este problema, entre las que destacan: programación no lineal; programación dinámica, programación entera, algoritmos de optimalidad progresiva, etc.

Una característica importante de la planificación de la operación es la interacción entre los diferentes niveles de planificación para efectuar las programaciones en cada nivel, a partir de los resultados obtenidos en los niveles previos.

### **2.3. Optimización**

La optimización es una parte relevante dentro de la investigación operativa, consiste en la selección de una alternativa mejor, en algún sentido, que las demás alternativas posibles.

Es un concepto inherente a toda la investigación, sin embargo, determinadas técnicas propias de la investigación operativa se recogen bajo el nombre de optimización o programación matemática.

### **2.4. Modelos de Optimización**

Un modelo es una representación matemática simplificada de una realidad compleja, debe equilibrar la necesidad de contemplar todos los detalles con la factibilidad de encontrar técnicas de solución adecuadas; es, en definitiva, una herramienta de ayuda a la toma de decisiones.

Por esta razón, sus resultados deben ser inteligibles y útiles, se basa en un conjunto de procesos estructurados: análisis y detección de las relaciones

entre los datos, establecimiento de suposiciones y aproximaciones en la representación de los problemas, desarrollo o uso de algoritmos específicos de solución.

### **2.5. Lenguajes de Modelado de Optimización**

Lenguajes o entornos de cálculo numérico o simbólico como hojas de cálculo, lenguajes para cálculo numérico intensivo, como MATLAB, o para cálculo simbólico, como Maple o Mathematica, etc., facilitan su uso, la integración total con la hoja de cálculo, la familiaridad con el entorno, facilita la explicación del modelo y de sus resultados, así como la facilidad de presentación de resultados en gráficos, sin embargo, presentan la dificultad de su desarrollo, verificación, validación, actualización, y documentación.

Los lenguajes algebraicos de modelado son las alternativas más completas y potentes. Desde el punto de vista del modelador permiten la detección de errores de consistencia en la definición y verificación del modelo. Desde el punto de vista del usuario simplifican drásticamente su mantenimiento. Entre los lenguajes de modelado más conocidos se pueden mencionar: GAMS y AMPL de origen estadounidense; y, AIMMS, y Xpress-MP de origen europeo, por citar algunos.

### **2.6. Descripción General del Programa GAMS**

GAMS es un lenguaje algebraico de alto nivel que ha sido diseñado específicamente para el desarrollo e implantación de modelos de optimización de forma más directa para los programadores y más inteligible para los usuarios.

## **3. DESARROLLO DEL MODELO DE PLANIFICACIÓN DE MANTENIMIENTOS**

El CENACE, previa la coordinación con los generadores, el transmisor, distribuidores y grandes consumidores, emitirá el programa de mantenimiento de las unidades de generación a ser despachadas centralmente y de la red de transmisión, como resultado de los análisis eléctricos, energéticos y de las restricciones operativas ocasionadas por la indisponibilidad de los equipos por mantenimiento.

### **3.1. Desarrollo del Modelo**

Para el presente estudio, se toma como base la metodología de Equivalente Determinístico, esta selección se la realiza debido a la disponibilidad de los datos, es decir se cuenta con:

Datos de proyección de demanda que han sido analizados previamente considerando todos los aspectos del sistema en estudio.

- Costos de operación de las unidades de generación que pueden ser actualizados mensualmente.
- Disponibilidad energética de las unidades hidráulicas en la cual ya se involucró la variabilidad de los embalses, entre otros.

Debido a ello se considera que el modelo de Equivalente Determinístico es perfectamente aplicable con toda la información disponible, de manera que se sustituirá los componentes aleatorios por sus valores esperados y el problema será tratado como **lineal determinístico**.

Existen factores adicionales que tornan este problema más complejo como: pérdidas de energía, limitaciones en las líneas de transmisión, costos de arranque, límites en la tasa de variación de la producción energética entre otros.

El desarrollo del algoritmo tiene como objetivo un análisis simple que permita en una primera etapa determinar si la incorporación de variables económicas en la planificación del cronograma de mantenimientos proporcionará ventajas como: el de un menor costo en el despacho total anual, mayor disponibilidad de potencia, márgenes más amplios de reserva.

Por lo anterior, el desarrollo del algoritmo será planteado lo más simple posible para que, en su aplicación, arroje resultados que permitan obtener un criterio más amplio del comportamiento de las variables y en una segunda o tercera etapa se pueda incorporar la incertidumbre de las variables y restricciones de limitaciones reales del Sistema Nacional Interconectado.

### 3.2. Etapas en el Desarrollo del Modelo

La elaboración del cronograma de mantenimientos requiere de datos, de los cuales no todos son conocidos con exactitud, sólo cierta parte de ellos como:

- El número de unidades de generación.
- Potencia nominal y efectiva de las unidades.
- Período de análisis para la elaboración del plan de mantenimientos.
- Intervalos de los períodos en los cuales el agente generador requiere el mantenimiento de la unidad.

La otra parte de los datos de entrada se encuentran bajo incertidumbre de ocurrencia, como:

- La función de probabilidad de costos variables de operación, disponibilidad energética hidráulica (modelación de los embalses).
- Proyección de demanda.

Debido a ello, se realiza un análisis de toda la información disponible.

Las diferentes etapas que forman parte del modelo de programación de mantenimientos se muestran en la Figura 1.

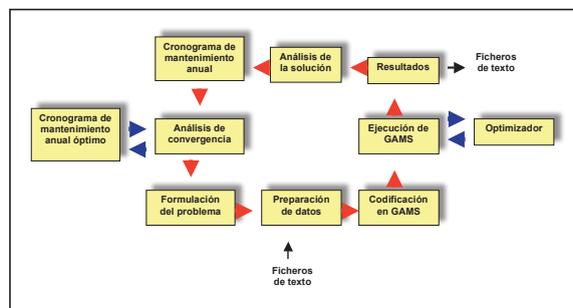


FIGURA 1: Etapas en el Desarrollo del Modelo

Se dispone de información de las variables que se encuentran bajo incertidumbre que han sido analizadas por sistemas expertos, el modelo desarrollado en el presente estudio aplica la modelación de Equivalente Determinístico, que consiste en sustituir los componentes aleatorios por sus valores esperados, de esta manera se transforma en un problema Lineal Determinístico.

### 3.3. Análisis de la Función Objetivo y sus Restricciones

#### Función Objetivo

La función objetivo permite minimizar el costo del despacho con los siguientes parámetros.

$$Z = \sum_{p=1}^P \sum_{n=1}^N DTIEMPO(P, N) * \sum_{j=1}^J DGENERACION(J(A)) * 1000 * Po(P, N, J) \quad (1)$$

La variable  $Po$  es el valor de potencia de cada uno de los generadores despachados por cada período en cada nivel del respectivo período, este valor es tomado en MW. Los datos de costos variables los contiene la variable  $DGENERACION(A)$  en  $|\$/kWh$ , de manera que el multiplicador 1 000 sólo representará una simplificación de las unidades.

El primer sumatorio representa entonces el costo por hora del despacho en un nivel determinado, mediante el multiplicador *DTIEMPO* que representa la duración en horas de cada nivel de carga, para este análisis son cinco diferentes niveles.

$$\sum_p^P (1 - v(P, J)) \geq DFECHAS(J, C) \quad (4)$$

El resultado de esta función será el costo total del despacho por nivel de carga, por período, en un año en el que se realiza la planificación del cronograma de mantenimientos de las unidades de generación.

Para los valores comprendidos entre:

$$DFECHAS(J, A) \leq P \leq DFECHAS(J, B) \quad (5)$$

Cabe destacar que a esta función en futuros estudios se pueden incorporar costos adicionales además de los costos variables que para este estudio son tomados como referenciales, y dependerá del alcance del estudio futuro como por ejemplo: valor de la energía no suministrada, penalizaciones por salidas no programadas, etc.

Una vez establecida la función objetivo, y la restricción que permite satisfacer la demanda es necesario definir las restricciones para las salidas a mantenimiento de las unidades de generación.

Esta restricción permite designar a mantenimiento cada unidad de generación solo el número de períodos (semanas, elemento más pequeño determinado en este análisis de planificación de mediano plazo) establecido por el agente, información que se encuentra en la variable *DFECHAS(C)*.

### Restricciones

$$Po(P, N, J) \leq DGENERACION(J, (P_{MAX})) * DSALIDAS(J, P, N) * v(P, J) \quad (2)$$

Esta restricción permite que la potencia de cada una de las unidades de generación despachada por período y por nivel *Po* no sobrepase tanto su potencia máxima (información contenida en la variable *DGENERACION(PMAX)*) como su disponibilidad, que será almacenada en la matriz *DSALIDAS*, ésta es una matriz unitaria que representa la disponibilidad energética traducida a su equivalente en potencia de cada unidad, por cada período, en su respectivo nivel y si la unidad generadora ha sido sacada del sistema por daño permanente o temporal, es en *DSALIDAS* donde se almacena ésta información, de esta manera si ha sido seleccionado a mantenimiento en el caso más óptimo no será considerado en el despacho.

Debido a que cada agente determina las condiciones en las que se realizará las actividades de mantenimiento, por las características propias de cada unidad de generación este número no es uniforme para todas las unidades y cada agente será quien lo determine.

La variable *v(P, J)*, es una variable binaria, que equivale a 1 si la unidad está despachada en el período *p*, y  $\emptyset$  si no ha sido considerada para el despacho.

La variable *v*, es una variable binaria que permitirá distinguir entre todas las unidades disponibles cuales han sido y cuales no, despachadas, para la satisfacción de la demanda ya sea en su potencia máxima o en una fracción de ella, lo que permitirá en las restricciones tener una clara distinción de la condición de una determinada unidad en un determinado período en su respectivo nivel.

En el intervalo en el que previamente el agente ha sugerido el mantenimiento de la unidad (valores que se encuentran en *DFECHAS(A)* el límite inferior y *DFECHAS(B)* el límite superior), tendrá que forzosamente no ser considerada para el despacho el número de períodos que ha declarado el agente en la variable *DFECHAS(C)*. Para que ello sea posible, el número de períodos ( $\emptyset$ ) (períodos en los cuales la unidad no fue despachada) tiene que ser igual o mayor a *DFECHAS(C)*, pero para que sea posible contar los períodos no despachados ( $\emptyset$ ), se invierte su valor en  $(1 - v(P, J))$ , de manera que la suma de períodos no despachados necesarios para el mantenimiento sea igual al valor declarado por el agente.

$$\sum_j^J Po(P, N, J) = DDEMANDA(P, N) \quad (3)$$

Esta restricción permite que la suma de las potencias de las unidades despachadas en cada período en su respectivo nivel sea exactamente igual a la demanda (información contenida en *DDEMANDA*, es decir que mediante esta restricción se logra la satisfacción de la demanda en cada nivel por cada período en el total del escenario analizado.

$$V(P - 1, J) - V(P, J) \leq 1 - V(P + JI - 1, J) \quad (6)$$

Para los valores comprendidos entre:

$$DFECHAS(J, A) \leq P \leq DFECHAS(J, B) \\ JI \in DFECHAS(J, C) \quad (7)$$

Esta restricción permite que los períodos determinados por el agente generador necesarios

para el mantenimiento sean continuos ya que no es posible sacar las unidades a mantenimiento mayor en períodos discontinuos, es decir en semanas separadas.

La restricción permite la continuidad de los períodos.

$$\sum_j DGENERACION(J, P, MAX) * DSALIDAS(J, P, N) \geq DDEMANDA * 1.05 \quad (8)$$

Esta restricción permite que la disponibilidad de potencia por período y por nivel sea igual o mayor que la demanda más un porcentaje de reserva.

Este nivel se establece en un nivel de reserva cuyo valor en porcentaje se ajusta al 5% según requerimientos del reglamento de despacho y operación.

### Variables

*N*: Índice de nivel de demanda, se establecieron 5 niveles de demanda por bloque serán punta 1 punta 2 media1 media2 y base según información CENACE.

*P*: Número de períodos anuales a analizar se toma 52 semanas al año.

*J*: Número de generadores considerados en el análisis, éstos representan a todos los Agentes incorporados al SNI, y previamente fueron fusionados a criterio del agente las unidades que por estadísticas suelen salir a mantenimiento juntas.

*Jl*: Variable auxiliar que permite una vez definido por el agente el número de períodos que requiere para realizar el mantenimiento, lograr que este número de salidas sea continuo.

*z*: Valor de la función objetivo.

*Po* (*P,N,J*): Despacho de potencia generada en el período *P* en el nivel *N* por el generador *J*.

*v* (*P,J*): Es una variable binaria 0/1 si está o no disponible para el despacho en el período *P* el generador *J* dependiendo si debe salir o no a mantenimiento es una variable de control exclusiva para determinar número de períodos a salir de la unidad por mantenimiento.

*Ma* (*P,N,J*): En esta variable se almacenará las salidas por mantenimiento en el período *P* en el nivel *N* del generador *J*.

*DGENERACION* (*J,\**): Esta tabla contiene todos los datos referidos a las unidades de generación, como: potencia efectiva, costos variables de operación, tipo de unidad.

*DDEMANDA* (*P,N*): Esta tabla contiene todos los datos referidos a la proyección de demanda por bloques.

*DTIEMPO* (*P,N*): Esta tabla contiene los intervalos de tiempo de duración de los bloques tanto para la proyección de demanda como para la disponibilidad hidráulica.

*DFECHAS* (*J,\**): Esta tabla contiene todos los datos referidos a los intervalos de los períodos en los cuales a las unidades de generación definen su posible mantenimiento y la duración de éste.

*DSALIDAS* (*J,P,N*): Esta tabla contiene los datos de la disponibilidad, tanto la disponibilidad de las unidades de generación sean estas salidas forzadas por daño grave y que declaren la salida por varios períodos, la tasa de salida forzada, y la disponibilidad energética de las unidades hidroeléctricas.

En la Figura 2 se enumeran los datos y parámetros de entrada al modelo y los datos de salida luego de la optimización.

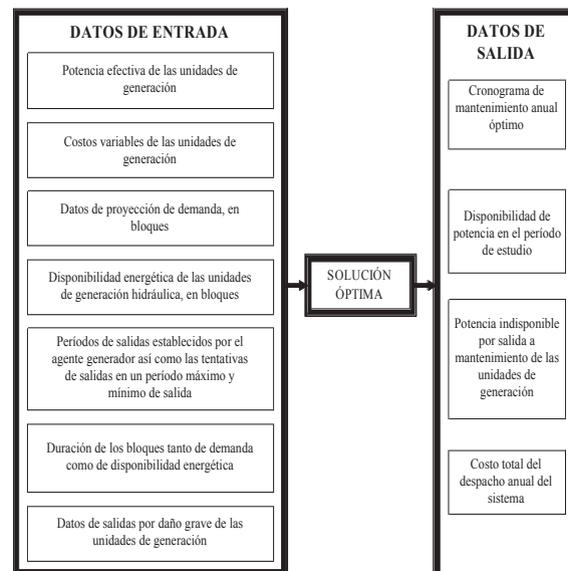


FIGURA 2: Datos de Entrada y Salida del Modelo

## 4. RESULTADOS DE LA APLICACIÓN DEL MODELO

Se plantea el análisis de distintos escenarios en el modelo, es decir se varían las condiciones de las restricciones del modelo, para establecer si el comportamiento del costo total del despacho sigue

una tendencia, de esta manera establecer si el modelo es “robusto”. Para ello se toman tres escenarios distintos:

- Primero la aplicación de todas las restricciones necesarias para la elaboración del cronograma bajo reglamentos de despacho y operación.
- El segundo se retira la aleatoriedad de la variable disponibilidad hidráulica.
- En el tercer escenario se retira la restricción de intervalos de los períodos definidos por el agente generador para la salida a mantenimiento de la unidad, el intervalo en el que podrán salir las unidades será todo el universo de análisis es decir en 52 períodos (semanas), el número de períodos requeridos para el mantenimiento si será el establecido por el agente.

El análisis de sensibilidad muestra en los tres casos analizados, **promedio**, **promedio superior** (se toma una probabilidad de excedencia de 5%), y **promedio inferior** (se toma una probabilidad de excedencia de 95%), una disminución en el costo total del despacho anual del sistema, proporcionalmente en cada caso, es decir su porcentaje de ahorro no es el mismo para los tres casos, esto se debe principalmente a que en el caso de una disponibilidad hidráulica seca (probabilidad de excedencia de 95%) el despacho de las unidades térmicas es mayor, y el impacto de salida de una unidad térmica en estas condiciones es más representativo en el costo total, que la salida de una unidad hidráulica, sin embargo, siempre existe la tendencia a ser menor el costo anual del despacho luego de la aplicación del modelo de optimización, se describe detalladamente en el análisis económico descrito más adelante.

Los niveles de indisponibilidad por mantenimiento de las unidades, siempre es menor que en el plan establecido por el CENACE, lo que permite concluir que sin importar las condiciones de disponibilidad hidráulica.

La aplicación del modelo siempre representará un ahorro en el costo total del despacho anual del sistema, sin disminuir los niveles de confiabilidad.

#### 4.1. Aplicación para el SNI Ecuatoriano

Para la ejecución del algoritmo de Planificación del Cronograma de Mantenimientos se utilizaron los siguientes criterios:

##### Información General

Se consideró un sistema uninodal, es decir: un subsistema, una región y un sector de consumo.

El período de análisis será de 1 año (52 semanas), siendo la primera semana de abril 2007 el período inicial y la última semana del mes de marzo 2008 el período final. Se analizaron 4 escenarios de Disponibilidad Energética: Alta, Media, Baja y Total.

#### Oferta de Energía Eléctrica (en potencia)

A cada una de las unidades se asocia su potencia efectiva considerada en la declaración de los costos variables de operación según información CENACE, cabe destacar que las unidades en lo que a potencia se refiere fueron fusionadas a partir del criterio del agente que según estadísticas suelen establecer los mantenimientos de las unidades juntas.

La oferta de potencia eléctrica fue considerada según las Tablas 1 y 2 de manera resumida de la siguiente manera:

TABLA 1: Oferta de Energía Eléctrica Incorporada al SNI

TIPO	POTENCIA EFECTIVA (MW)
Hidráulica	1 685
Térmica	1 101
Interconexiones Internacionales	240
<b>TOTAL</b>	<b>3 026</b>

TABLA 2: Número de Unidades de Generación Consideradas para el Desarrollo del Modelo

TIPO	NÚMERO DE UNIDADES
Hidráulica	45
Térmica	47
Interconexiones Internacionales	1
<b>TOTAL</b>	<b>93</b>

#### Proyección de Demanda

La variable aleatoria de la demanda eléctrica tiene un comportamiento de crecimiento sostenido, se indica en la Figura 3.

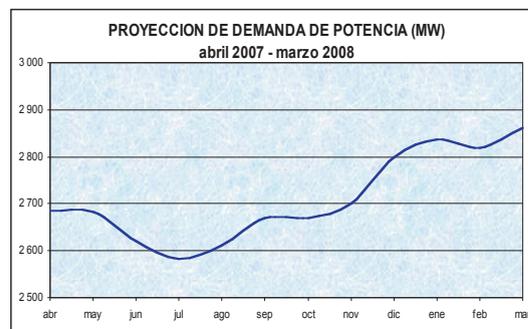


FIGURA 3: Proyección de la Demanda de Potencia

En un modelo de corto o muy corto plazo es fundamental conocer con detalle la evolución cronológica de demanda. Sin embargo, para una planificación anual es suficiente recurrir a la curva monótona de carga, linealizada en escalones o niveles de demanda constante.

Por ello, el modelo precisa las curvas duración - carga (monótona de carga) especificada por bloques de demanda constante para cada subperíodo y período.

La generación es entonces constante para cada nivel de demanda, tal como se indica en la Figura 4.

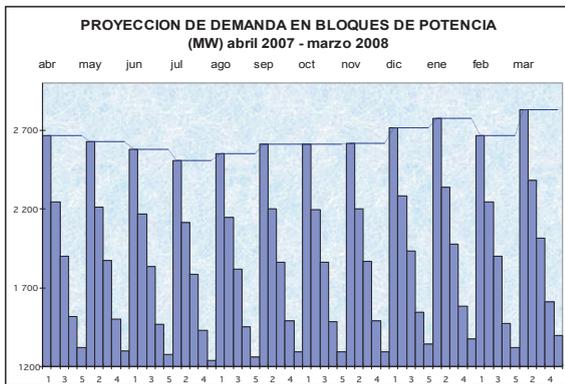


FIGURA 4: Proyección de la Demanda de Potencia por Bloques

### Margen de Reserva

En General la Reserva se establece según la Regulación "Procedimientos de Despacho y Operación".

### Fechas que Establecen los Períodos de Mantenimiento

Cada uno de los agentes de generación según procedimientos de despacho y operación, proporcionarán la información tentativa de un límite mínimo y un máximo en el que se realizará el mantenimiento y el número de períodos que durará el mantenimiento que permita al algoritmo establecer entre este intervalo el período óptimo para cada unidad.

### Disponibilidad

Este factor de las unidades de generación considera aspectos tales como:

- Tasa de salida forzada de las unidades.

- La indisponibilidad de las unidades debido a daño grave que el agente declare y la unidad no deba considerarse en el despacho.
- La disponibilidad energética de las unidades hidráulicas.

La incorporación de la incertidumbre de ocurrencia de la variable de disponibilidad hidráulica conlleva a la incorporación de restricciones que requieren un tiempo considerable de estudio tanto para su desarrollo como para la obtención de información que estas restricciones requieren.

Por lo tanto, se aplica un modelo de planificación de Equivalente Determinístico en la cual la disponibilidad hidráulica se obtiene no como restricción propia del algoritmo desarrollado, sino, como dato de entrada que proviene de la previa simulación en el programa SDDP.

De esta manera se logra la incorporación de la incertidumbre de esta variable en el modelo desarrollado.

### Optimizador Utilizado

Una vez analizado el tipo de variables que el algoritmo requiere (variables enteras positivas y variables binarias), y el tipo de restricciones (todas son lineales) el que más se aplica a este problema de optimización es la Programación Entera Mixta (mip) se escoge el Solver CPLEX y se determinan los resultados.

"SOLVE DESPACHO USING mip MINIMIZING z".

### Estructura del Programa Computacional

Este proceso es repetitivo, y podrían realizarse  $n$  iteraciones realizando un análisis de convergencia estableciendo un porcentaje de error, y ello dependería de cuan precisos se requieren los resultados por parte del Organismo encargado del control del sistema (CENACE), sin embargo, el presente estudio muestra los resultados de una primera iteración, con el objetivo de demostrar si existe o no un resultado positivo en cuanto al involucramiento de variables económicas para obtener un menor costo en el despacho anual, una mayor disponibilidad de potencia por período, un margen más amplio de reserva, y de esta manera sea posible un desarrollo más profundo incorporando la modelación de las variables con incertidumbre como es la disponibilidad energética hidráulica.

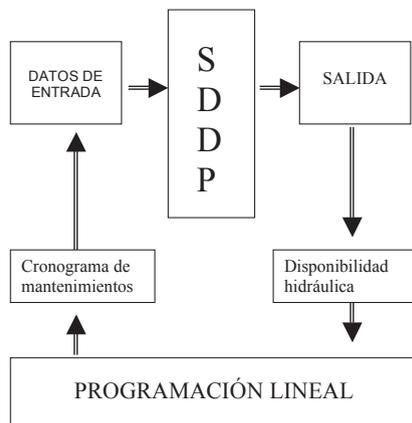


FIGURA 5: Estructura del Programa Computacional

## 5. ANÁLISIS CUALITATIVO DE RESULTADOS

### 5.1. Análisis Económico

El modelo de optimización aplicado al problema da como resultado, un menor costo de despacho anual en todos los escenarios analizados, por lo tanto, el involucramiento de variables económicas en la planificación del cronograma de mantenimientos, ya sea en las condiciones más extremas, siempre dará como resultado un ahorro para el sistema, más aún el caso en el que se propone no limitar los períodos de salidas por fechas tentativas propuestas por el agente, siendo el CENACE el sugerente de estas fechas de salida de las unidades de generación se logra una disminución de 5,07 millones de dólares previa aplicación del modelo de optimización.

TABLA 3: Costo Total del Despacho Anual del Sistema Sin Restricción de Intervalos

Probabilidad de excedencia energética promedio  
PERÍODO: Abril 2007 a Marzo 2008

CONDICIÓN	COSTO TOTAL US\$	COSTO TOTAL millones US\$
Plan optimizado	458 132 422,6	458,13
Plan Fijo Establecido por CENACE	459 330 475,2	459,33
Se logra con la optimización un ahorro de:	1 198 052,5	1,2

TABLA 4: Costo total del Despacho Anual del Sistema Sin Restricción de Intervalos

Probabilidad de excedencia energética promedio  
PERÍODO: Abril 2007 a Marzo 2008

CONDICIÓN	COSTO TOTAL US\$	COSTO TOTAL millones US\$
Plan Fijo Establecido por CENACE	459 330 475,2	459,33
Sin Establecer Intervalos de tiempo	454 264 219,1	454,26
Se logra con la optimización un ahorro de:	5 066 256,0	5,07

## 5.2. Análisis de Indisponibilidad de Potencia

La curva en la Figura 6 según información del CENACE, se caracteriza por tener picos, tanto mínimos como máximos, y el objetivo de la planificación con sólo el criterio de límites de indisponibilidad por período, no necesariamente dará un comportamiento homogéneo, tampoco el establecimiento de un margen constante de indisponibilidad por período.

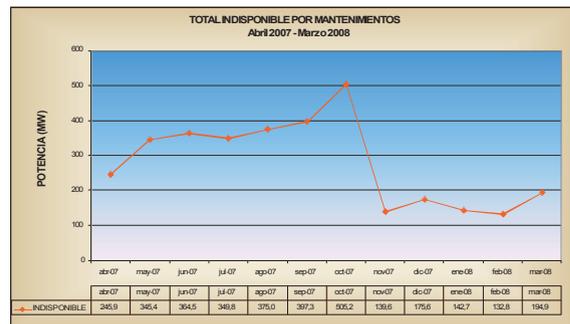


FIGURA 6: Potencia Indisponible, CENACE Plan Operativo Abril 2007 - Marzo 2008

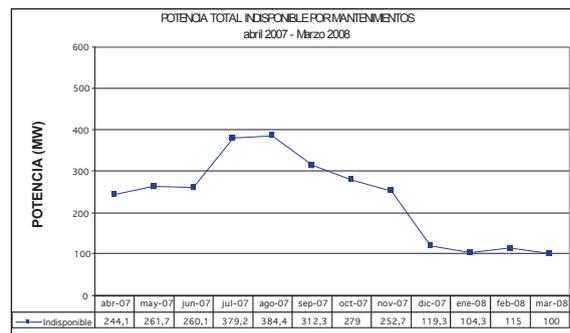


FIGURA 7: Potencia Indisponible, luego de la Aplicación del Modelo de Optimización Abril 2007 - Marzo 2008

En la Figura 7 se muestra, luego de aplicación del modelo de optimización, una disminución de la indisponibilidad lo que permitirá tanto al CENACE como al agente generador contar con una planificación más fiable en la operación del sistema, el agente podrá desarrollar sus actividades sin riesgos de pérdidas económicas por cambios en las fechas de salidas a mantenimiento.

## 6. ANÁLISIS COMPARATIVO DE RESULTADOS

### 6.1. Análisis Económico

Se realiza un análisis variando la disponibilidad con probabilidad de excedencia energética del 5%, Promedio; y, 95% se muestra un resumen de los resultados en la Tabla 5.

TABLA 5: Costos Totales de Operación Anual en los Distintos Escenarios de Análisis

	COSTO TOTAL millones US\$		
	Escenario de Disponibilidad Hidráulica con Probabilidad de Excedencia		
	5%	Promedio	95%
Plan Optimizado	371,54	458,13	554,80
Plan establecido por el CENACE	371,61	459,33	557,56
Se logra con la optimización un ahorro de:	0,076	1,20	2,8

Como se observa en el resumen, la evolución de los resultados durante las distintas variaciones del parámetro disponibilidad hidráulica, entre mayor es el predominio térmico (en la generación térmica existe una diferenciación entre costos variables mucho mayor que en la generación hidráulica) la optimización logra un menor costo de despacho anual con respecto al plan utilizado por el CENACE. El impacto de salida de una determinada unidad en un determinado período pesa mucho más a nivel económico en sistemas en los cuales predomina la generación térmica, cabe destacar que la demanda anual en el sistema ecuatoriano, es cubierta con generación térmica en aproximadamente un 49%.

## 6.2. Análisis de Indisponibilidad de Potencia

Cabe destacar que con la aplicación del modelo de optimización se logra disminuir la indisponibilidad por período ya sea en límites superiores e inferiores y ello contribuye además de un ahorro en los costos de operación anual una mayor seguridad del sistema.

La curva de la indisponibilidad por período que se obtiene luego de la aplicación del algoritmo para la planificación del cronograma de mantenimientos, es una curva más homogénea no se observan picos con máximos ni mínimos lo que para márgenes de reserva es un factor positivo, se muestra una comparación en la Figura 8.

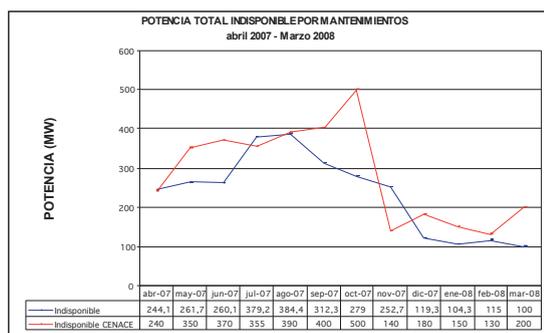


FIGURA 8: Potencia Indisponible por Mantenimientos de las Unidades de Generación luego de la Aplicación del Modelo de Optimización en Comparación con Datos CENACE

## ANÁLISIS DE RESERVA EN POTENCIA

Se realizó una comparación de los niveles de reserva que se tendrían una vez aplicado el algoritmo para la planificación, cabe destacar que lo ideal será que siempre la curva de disponibilidad sea lo más paralela posible y siga a la curva de demanda, ya sea que ésta contenga mínimos o máximos en los distintos períodos de análisis, los resultados comparativos se muestran en la Figura 9.

Se observa una tendencia de la curva a ser paralela a la demanda con mejor tendencia que la curva con la planificación establecida por el CENACE.

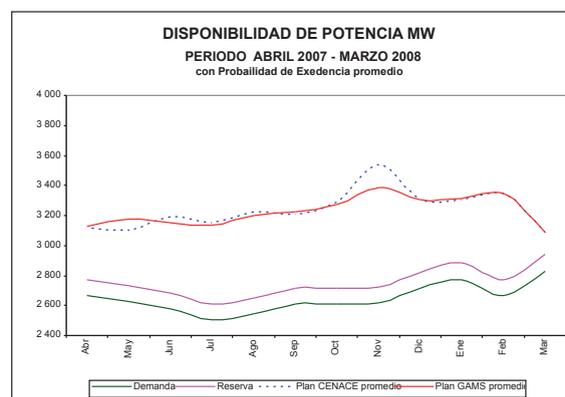


FIGURA 9: Potencia Disponible por Período

La aplicación del modelo permite concluir que el involucrar una variable económica y mantener un margen de reserva en la planificación del cronograma de mantenimientos no representa un incremento en el costo anual de operación, la aplicación del modelo de optimización siempre dará como resultado una solución a menor costo y con menores valores de indisponibilidad por período, ello significa niveles más altos de reserva y un mayor nivel en la seguridad del sistema.

## 7. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

### CONCLUSIONES

La aplicación del modelo de planificación óptima de los mantenimientos del parque generador del Sistema Nacional Interconectado ecuatoriano, permite obtener resultados positivos con respecto a una disminución en el costo del despacho anual considerando aspectos de confiabilidad del sistema.

Se obtuvo, de un costo total promedio de despacho anual relativo de 459 millones de dólares, un ahorro de (0,26%) 1,2 millones de dólares, considerando que este ahorro no significó una disminución en los niveles de reserva sino por el contrario una baja

en la indisponibilidad, es decir se obtuvo un ahorro económico sin sacrificar niveles de confiabilidad.

El cronograma de mantenimiento desarrollado en el presente trabajo considera aspectos técnico – económicos, en el que se determina como responde el costo del despacho anual a los distintos escenarios analizados. El escenario analizado en el que mayor disminución, en cuanto a costos se refiere, fue aquel en el que el proponente de las fechas tentativas de salida a mantenimiento de las unidades es el CENACE, previa aplicación del modelo de optimización desarrollado en el presente trabajo, y no en el que el agente propone dichas fechas tentativas como se lo realiza hasta la presente fecha, se obtuvo de un costo total promedio relativo de 459 millones, un ahorro de (1,1%) 5 millones de dólares, sin una disminución en la confiabilidad del sistema.

El proceso de análisis de decisiones frente a incertidumbres se puede dividir en cuatro etapas:

- 1) La primera corresponde a la estructuración del problema a resolver, donde se definen todas las variables que afectan al proceso de decisión.
- 2) En segundo lugar se encuentra el estudio del entorno de cada una de las estrategias por analizar, aquí es donde se determinan las incertidumbres que son relevantes para el problema.
- 3) La tercera corresponde a la etapa de optimización técnico - económica, donde se determina un valor cuantitativo a cada una de las estrategias en estudio.
- 4) Por último, se sintetizan los resultados obtenidos y se realiza un análisis de sensibilidad para determinar lo sólido del modelo, en el presente estudio, ello fue comprobado ya que los resultados de todos los escenarios planteados aportan a la conclusión, que la tendencia del comportamiento de las variables apunta siempre a una disminución en costos y aumento en la confiabilidad.

La incertidumbre en la simulación de la operación de un sistema eléctrico aparece principalmente en la hidrología (disponibilidad energética por falta de regulación). Entre las diferentes alternativas de representación de la aleatoriedad se ha optado por un tratamiento determinista, y ello estrictamente por la disponibilidad de la información que es obtenida previo análisis en sistemas expertos, de esta manera se ha pretendido conseguir un equilibrio en el tratamiento dado a cada aspecto del modelo.

Como resultado de la aplicación del modelo, se obtiene una disminución en la indisponibilidad de potencia y ello eleva la confiabilidad del sistema ya que sin disminuir los períodos de mantenimiento necesarios para un adecuado funcionamiento del parque generador, se obtienen márgenes de indisponibilidad por período constantes, a lo largo de todo el horizonte en análisis. Ello disminuye la probabilidad de que el operador del sistema debido a eventualidades tenga que suspender o aplazar el mantenimiento y ello provoque pérdidas económicas al agente generador y una disminución en el rendimiento de la unidad.

## RECOMENDACIONES

Debido a la naturaleza aleatoria de los datos de entrada, se recomienda una actualización periódica de los datos, el modelo puede ser actualizado con la misma frecuencia con la que nueva información relevante sea dada, ya sea información ligada a:

- Una actualización del plan operativo establecido por el CENACE.
- Información dada por los agentes de generación debida a salidas forzadas por daño grave.
- Condiciones de cambios abruptos en la disponibilidad energética, que obligue al operador (CENACE) a interrumpir las salidas programadas a mantenimiento de las unidades de generación por razones de confiabilidad, y podrá sugerir la postergación del mantenimiento.

Y este proceso es reiterativo según las necesidades del operador.

A pesar de que este escenario no está contemplado en los procedimientos de despacho y operación, se recomienda que el CENACE sea el sugerente de las fechas de salida a mantenimiento de las unidades de generación, puesto que el menor valor en el costo total del despacho anual del sistema se lo obtiene en estas condiciones particulares, se sugiere a futuro que el CENACE y CONELEC, consideren desarrollar la normativa necesaria para que esta condición sea posible realizarla, debido a que los resultados de los análisis arrojan como resultado el valor más representativo en el ahorro del costo total del despacho anual y sin una disminución en la confiabilidad del sistema.

## 8. BIBLIOGRAFÍA

- [1] Ley del Régimen del Sector Eléctrico del Ecuador.
- [2] CENACE, Plan de Operación del Mercado Eléctrico Mayorista Abril 2007 – Marzo 2008.

- [3] LINARES Pedro; Modelos Matemáticos de Optimización; Pontificia Universidad COMILLAS de Madrid, Octubre 2001.
- [4] MUÑOZ Lucía, RAMOS Andrés; Goal Programming Approach to Maintenance Scheduling of Generating Units in Large Scale Power Systems; IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 14, No. 3, August 1999.
- [5] CONEJO Antonio J., Fellow IEEE, GARCÍA Raquel; Student Member, IEEE Transactions on Power Systems; Vol. 20, No. 2, Mayo 2005.
- [6] Regulación No. CONELEC 003/03; Declaración de Costos Variables de Producción.
- [7] Regulación No. CONELEC 007/00; Procedimientos del Mercado Eléctrico Mayorista.
- [8] Reglamento de Despacho y Operación del Sistema Nacional Interconectado.
- [9] Regulación No. CONELEC 006/00; Procedimientos de Despacho y Operación.
- [10] CAMAC Daniel J.; Programación Dinámica Dual Determinística en el Despacho Hidrotérmico; Pontificia Universidad Católica de Chile, 1994.
- [11] MODELO SDDP; Manual de Metodología, Versión 8.0, Preparado por PSRI, Mayo de 2005.
- [12] GIL S. Esteban M.; Programación de la Generación de Corto Plazo en Sistemas Hidrotérmicos usando Algoritmos Genéticos, Universidad Técnica Federico Santa María Valparaíso, Diciembre 2001.
- [13] FRANCISCO S.N., INING O.; Evaluación Comparada de Metodologías de Análisis de Decisiones Ante Incertidumbres, Santiago de Chile, 1999.
- [14] RAMOS Andrés, CERISOLA Santiago; Optimización Estocástica, Pontificia Universidad COMILLAS de Madrid, 2005.
- [15] LINCOVIL Cristián, GUTIÉRREZ M. Ivonne; Optimización Económica de la Disponibilidad, Pontificia Universidad Católica de Chile.
- [16] CASASUS T., MOCHOLI M., SANCHIS V. y SALA R.; Optimización Económica Con Gams, V Jornadas de Asepuma Malaga, Universidad de Valencia.
- [17] URRUTIAW. Juan; Planificación de la Expansión de Sistemas Eléctricos Vía Descomposición de Benders, Pontificia Universidad Católica de Chile, 1995.



**Gabriel Salazar Yépez..-** Nació en Quito, Ecuador. Recibió su título de Ingeniero Eléctrico de la Escuela Politécnica Nacional en el 2000; y, de Doctor en Ingeniería Eléctrica del Instituto de Energía Eléctrica de la Universidad Nacional de San Juan, Argentina, en el 2005.

Actualmente, se desempeña como Coordinador del Área de Investigación y Desarrollo del CENACE y como profesor de la Maestría de Ciencias de la Ingeniería Eléctrica de la EPN. Sus Áreas de Investigación: Mercados Disputables de Energía, Transacciones Internacionales de Electricidad, Tarifación del Transporte, Teoría Económica de Regulación, Confiabilidad.



**María Fernanda Cardoso.-** Nació en Riobamba, Ecuador el 18 de Septiembre de 1982.

Es Ingeniera Eléctrica graduada en la Escuela Politécnica Nacional en 2007.