

SELECCIÓN DE UNIDADES CON RESTRICCIÓN DE COMBUSTIBLE Y FLUJO ÓPTIMO DE POTENCIA PARA EL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO

Santiago Espinosa
EPN

Hugo Arcos
Dirección de Planeamiento

RESUMEN

El artículo establece una metodología para la selección de unidades y despacho óptimo de un sistema térmico, considerando las restricciones establecidas por la disponibilidad de combustibles.

El problema modelado para la selección de unidades permite considerar las reservas diarias de combustible de cada una de las centrales térmicas de un sistema de potencia y es resuelto utilizando algoritmos de programación lineal - entera mixta. Para la selección de unidades no se toma en cuenta la red de transmisión y se circunscribe a un período de 24 horas. La función objetivo de la selección de unidades (Unit Commitment) considerará la minimización del costo operativo más el costo de arranque de las unidades.

Una vez obtenida la selección de unidades se realiza, para períodos horarios, la solución de flujos óptimos de potencia que consideran como función objetivo la minimización de costos operativos en base de costos variables de producción. Este problema es resuelto mediante la utilización de algoritmos de programación no lineal y considera restricciones de balance nodal tanto de potencia activa como reactiva, límites de capacidad de las unidades de generación y valores mínimos y máximos de los voltajes en cada uno de los nodos del sistema. Los flujos óptimos de potencia son ejecutados para horas representativas de los escenarios de demanda mínima, media y máxima.

PALABRAS CLAVE: Unit Commitment, Restricciones, Flujo Óptimo.

1. INTRODUCCIÓN

Programación de la Operación

La Programación de la Operación de los Sistemas Eléctricos de Potencia es un problema de optimización cuyo objetivo es determinar el programa de generación que minimice los costos de operación en forma integrada para un período definido. Dicho programa debe abastecer la demanda y las pérdidas asociadas

considerando la calidad del producto y del servicio técnico.

El problema es complejo, desde el punto de vista matemático y de dimensión, y no puede ser representado por un simple modelo, para su solución se ha utilizado una técnica de descomposición temporal que organiza una serie de sub-problemas con diferentes escalas de tiempo y nivel de detalle en la representación del sistema como se muestra en la Figura 1.

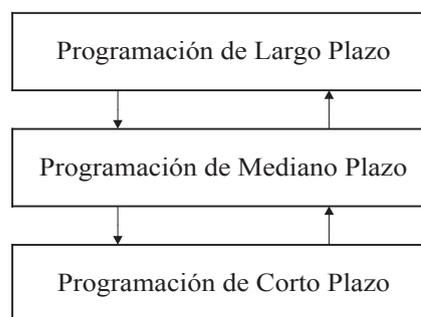


FIGURA 1

1.1. Programación de Largo Plazo

El objetivo de este primer eslabón de la cadena es determinar el modo de operación del grupo generador, térmico e hidráulico, de tal forma que el costo dentro del período considerado sea mínimo.

Las principales variables de estado consideradas en el problema de optimización son: la demanda, la evolución plurianual de los embalses, la probabilidad de energía no suministrada, la falla de equipos de generación y el valor esperado de la generación térmica, todas ellas son de carácter aleatorio. El horizonte de decisión de este sub-problema es típicamente de 2 a 5 años, discretizado en pasos mensuales.

1.2. Programación de Mediano Plazo

Utilizando como marco de referencia los resultados de la Programación de Largo Plazo se procede a desagregar del total de la generación hidráulica,

calculada para los embalses equivalentes, la correspondiente a cada una de las plantas hidroeléctricas del sistema. El nivel de detalle con que se modela el sistema es mayor que en la Programación de Largo Plazo y la particularidad estocástica de la variable hidráulica desaparece al considerarla determinística. La Programación de Mediano Plazo tiene un horizonte de estudio, normalmente, de uno a dos años de forma discreta en pasos mensuales o semanales.

1.3. Programación de Corto Plazo

En la programación de corto plazo se descomponen los resultados semanales obtenidos del eslabón anterior en pasos diarios considerando los efectos del control de los embalses como los retardos de agua entre los embalses, el control de inundaciones y el uso del agua para fines no energéticos.

El objetivo de Esta programación es determinar la potencia horaria de generación de cada unidad tanto térmica como hidráulica sujeto a las restricciones técnicas y de operación. El horizonte de análisis varía entre un día y dos semanas, siendo elaborado de forma discreta en períodos de una hora. Por esta razón la programación de corto plazo se subdivide en la programación semanal y la programación diaria.

Programación Semanal

La programación semanal es un proceso de planificación en el corto plazo, el mismo que trata de optimizar los recursos energéticos cumpliendo restricciones operacionales, su horizonte de estudio abarca un máximo de 168 horas y busca la solución de mínimo costo de producción cumpliendo con los objetivos de operación: calidad, economía y seguridad. La frecuencia de realización del despacho semanal es de una vez por semana con reajuste diario en caso de haber desviaciones en el transcurso de la semana.

Programación Diaria

Es el proceso mediante el cual se obtiene para un período de 24 horas el programa horario de generación de los recursos del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) despachados de forma centralizada. Este despacho se fundamenta en el criterio de operación a mínimo costo total.

Este problema, debido a su dimensión y complejidad, se ha dividido en dos partes. Por un lado, se optimiza la generación considerando las restricciones inter

temporales y las funciones de costos que según como se modelen pueden ser lineales, no lineales, continuas o discontinuas, en este caso la red de transmisión es representada mediante un sólo nodo (barra única) y como resultado de la solución del problema se obtiene la selección de unidades para el período de estudio. En una segunda fase se realiza una optimización que considera como función objetivo la minimización del costo variable de operación del sistema y que incluye la red de transmisión.

1.3.1. Selección de Unidades

La selección de unidades o unit commitment (UC), se refiere a la selección estratégica que se realiza para determinar cuáles de las centrales eléctricas disponibles se deben considerar para proveer electricidad. El UC realiza la selección óptima de unidades en un sistema de plantas en función de sus costos de arranque (start-up) y costos operacionales. A través de restricciones se modela una amplia variedad de parámetros relacionados con aspectos tecnológicos tales como: tiempo mínimo de la operación (maximum up time), tiempo mínimo fuera de la operación (minimum up time), tiempo máximo de operación, etc.

La formulación matemática y resolución de la selección de unidades es un problema complejo debido a que se trata de un problema combinatorial con alta dimensionalidad del espacio de solución. Estas características hacen que exista un número exponencial de soluciones factibles y su método de solución es mediante programación entero-mixta. La función objetivo de este proceso de optimización es minimizar el costo total del sistema que considera el costo variable de operación más el costo de arranque y con esto determinar cuales unidades deben abastecer la demanda en cada instante del período considerado, a la vez que satisface varias restricciones, las cuales pueden ser clasificadas en las siguientes categorías:

- Restricciones Globales.
- Restricciones de Reserva.
- Restricciones Individuales.
- Restricciones de Combustible.
- Restricciones Ambientales.
- Restricciones del Sistema Hidráulico.

El horizonte de tiempo varía desde algunas horas hasta 168 horas, períodos mayores son inadecuados debido al carácter estocástico de variables como la demanda, el estado del tiempo, la disponibilidad de unidades o elementos del sistema.

1.3.2. Despacho Económico

Una vez definida la selección de unidades, se realiza la modelación de la red de transmisión del sistema de potencia y se procede a ejecutar el Despacho Económico, éste distribuye la potencia efectiva entre las máquinas que fueron comprometidas en el UC para cubrir la carga y pérdidas del sistema. La función objetivo, de esta optimización, es minimizar los costos de operación de las unidades que deben abastecer la demanda en cada instante del período considerado.

Las principales restricciones del problema son:

- Balance de Potencia Activa y Reactiva.
- Límites de Generación de Potencia (activa y reactiva).
- Límites de Voltajes de Nodo.

2. FORMULACIÓN DEL PROBLEMA

El planteamiento del problema se basa en realizar una selección de unidades para un período de 24 horas en función de las unidades de generación disponibles para el día de estudio considerado. La selección de unidades se realiza considerando únicamente el parque generador térmico bajo la suposición de un sistema de barra única y tomando en cuenta restricciones operativas, técnicas y de combustible. La solución de este problema tiene como objetivo minimizar el costo total que se compone del costo operativo y del costo de arranque de las unidades.

El resultado de la selección de unidades sirve como entrada para proceder a realizar el flujo óptimo de potencia para períodos de demanda mínima, media y máxima, para esto se incluye la red de transmisión, la generación hidráulica, considerando que su producción de potencia activa es constante al igual que la interconexión con Colombia.

El objetivo es minimizar el costo operativo de las unidades despachadas optimizando los niveles de voltaje en cada una de las barras del sistema.

2.1. Selección de Unidades

2.1.1. Función Objetivo

La función objetivo del problema es la minimización de la sumatoria de los costos operativos más los costos de arranque de las unidades de generación que se encuentran convocadas a participar en el abastecimiento de la demanda dentro de un período de tiempo determinado.

Función de Costo Variable

La función de costo variable de una unidad de generación puede ser expresada en forma lineal, cuadrática o polinomial de alto orden. Los coeficientes de estas funciones son normalmente calculados por medio de un procedimiento de ajuste de curva, en que la sumatoria de los errores al cuadrado entre los costos actuales y los calculados por la función sintetizada es mínima.

Para el proyecto de estudio se considera la regulación CONELEC 003/03, misma que tiene como objetivo establecer el procedimiento para definir y declarar los Costos Variables de Producción de las centrales de generación térmica, hidráulica de pasada e hidráulicas con capacidad de regulación inferior a la mensual.

Costo de Arranque

El costo de arranque de una unidad térmica comprende el costo de combustible para efectuar el arranque y el costo de mantenimiento.

La forma de remuneración depende del mercado eléctrico donde opere la unidad, en ciertos casos se considera como una constante, en otros puede ser una función escalonada o puede ser representada por medio de una función exponencial.

Para el caso de estudio se tomará la regulación CONELEC 004/00 que establece que el costo de arranque – parada de una unidad turbo – vapor, es aquel en el cual se incurre para poner en operación y ubicar en línea la unidad, luego de que la misma ha permanecido parada, a solicitud del CENACE por más de 48 horas, es decir para un arranque en frío. En el caso de que la unidad sea puesta en línea antes de las 48 horas, se considerará como un arranque en caliente y no será objeto de remuneración.

2.1.2. Restricciones

La solución de este problema de optimización debe de estar contenida dentro de un espacio factible, éste es delimitado por restricciones globales e individuales.

Restricciones Globales

También conocidas como Restricciones de Operación del Sistema.

- Restricción de Balance de Potencia

El objetivo del sistema eléctrico de potencia es abastecer la demanda en todo instante. La violación de

esta restricción produce variaciones en la frecuencia nominal, pudiendo presentarse condiciones de inestabilidad en el sistema. Debido a ello se plantea la siguiente restricción:

$$\sum_{j=1}^J P_{jk} = D_k \quad \forall k \quad (1)$$

Donde:

D_k : Demanda de potencia en el instante k.

P_{jk} : Potencia activa de la unidad j en el instante k.

- Restricciones de Reserva de Potencia

La reserva de potencia se establece para asegurar la respuesta del sistema ante posibles contingencias en las unidades de generación, se representa por la siguiente ecuación:

$$\sum_{j=1}^J \bar{P}_j \cdot v_{jk} \geq D_k + R_k \quad \forall k \quad (2)$$

Donde:

\bar{P}_j : Límite máximo de potencia de la unidad j.

R_k : Potencia de reserva requerida por el sistema en el instante k.

Restricciones Individuales

- Límite de Generación de Potencia Activa

$$P_{-j} v_{jk} \leq P_{jk} \leq \bar{P}_j v_{jk} \quad \forall j, k \quad (3)$$

Donde:

P_{-j} , \bar{P}_j : Potencia activa mínima y máxima de la unidad j.

- Tiempo Mínimo Antes del Arranque

Es el tiempo mínimo necesario que debe estar fuera de servicio la unidad de generación luego de salir de sincronismo.

$$v(j, A) \leq 1 + v(j, k) - v(j, k - 1) \quad (4)$$

$$\forall k = 2 \dots T - 1, A = k + 1 \dots \min(T, k + T_{down} - 1)$$

Donde:

T_{down} = Mínimo número de horas que la unidad j debe quedar apagada después de haber quedado fuera de línea.

- Tiempo Mínimo de Funcionamiento

Es el tiempo mínimo de operación una vez que es sincronizada al sistema.

$$v(j, A) \geq v(j, k) - v(j, k - 1) \quad (5)$$

$$\forall k = 2 \dots T - 1, A = k + 1 \dots \min(T, k + T_{up} - 1)$$

Donde:

T_{up} = Mínimo número de horas de que unidad i debe permanecer encendida o en línea después de haber sido arrancada.

- Variación de Toma de Carga (Ramping)

Es la velocidad de toma de carga de una unidad de generación, depende del tipo de turbina y tiene restricciones para la rampa de subida y de bajada, las cuales se representan en las expresiones (6) y (7), respectivamente.

$$P_{jk+1} - P_{jk} \leq S_j \quad \forall j, k = 0, \dots, K - 1 \quad (6)$$

Donde: $P_{j0} = P_j^0$

$$P_{jk} - P_{jk+1} \leq T_j \quad \forall j, k = 0, \dots, K - 1 \quad (7)$$

Donde:

S_j : Rampa máxima de subida de la central j.

T_j : Rampa máxima de bajada de la central j.

- Tiempo Máximo de Operación de Unidades Térmicas

La restricción a continuación representa el tiempo máximo (horas) que una planta térmica puede permanecer en línea (sincronizada) una vez que entra en operación en una hora cualquiera. Este tiempo también es conocido por *maximum uptime*.

$$\sum_{k=0}^{\min(T-K, T_{mu}(j)+1)} v(j, k + A) \leq T_{mu}(j) \quad j \in MUC; k = 2 \dots T - 1 \quad (8)$$

Donde:

$j \in MUC$: Conjunto de plantas con restricciones de *maximum uptime*.

$T_{mu}(j)$: Máximo tiempo que la planta j puede permanecer en línea (horas).

- Restricción de Combustible

La restricción representa límites en la disponibilidad de combustible en la etapa respectiva.

$$\sum_k^T \frac{P_{jk}}{rend_j} \leq \vartheta_{comb} \quad (9)$$

Donde:

ϑ_{comb} : es la disponibilidad de combustible y $rend_j$ es el rendimiento de la unidad j en (MW/galón).

- Restricción de Cuota Energética

Para el caso de estudio, se ha considerado una cuota energética para dos de las principales centrales hidráulicas como son Pucará y Paute. Esto se ha incorporado con la finalidad de analizar la sensibilidad del problema con respecto a la variación de esta variable.

$$\sum_k^T p_{jk} \leq \sigma_j \text{ Cuota energética} \quad (10)$$

Donde:

$\sigma_j \text{ Cuota energética}$: es la cuota energética de la unidad j , mientras que p_{jk} es la potencia de la unidad j en el período k .

Al incluir esta restricción, se toma las siguientes consideraciones para estas dos centrales hidráulicas:

- Se coloca la potencia mínima a despachar de cada central sin considerarlas dentro de la selección de unidades.

$$p_{jk} \geq P_{-j} \quad \forall j \in \text{Hidráulicas}, k \quad (11)$$

- La potencia máxima de la Central Pucará es manejada de forma similar que la potencia mínima descrita anteriormente, mientras que la potencia máxima de Paute varía durante los 24 períodos de tiempo en función de la reserva secundaria de frecuencia.

$$p_{jk} \leq \bar{P}_j \quad \forall k, j = \text{Pucará} \quad (12)$$

$$p_{jk} \leq \bar{P}_{jk} \quad \forall k, j = \text{Paute} \quad (13)$$

Donde: \bar{P}_{jk} se calcula de la siguiente forma:

$$\bar{P}_{jk} = Pot_{instalada} - (4\% \text{ Demanda}_k)$$

Donde $Pot_{instalada}$ es la potencia instalada de la central que equivale a 1 075 MW para Paute, mientras que la *Demanda* es la demanda horaria del sistema.

2.2. Despacho Económico con Flujo Óptimo de Potencia

Una vez obtenida la solución de la selección de unidades, se procede a realizar el despacho económico, el mismo que se encarga de optimizar el problema considerando la red de transmisión al minimizar los costos variables de operación del sistema.

2.2.1. Función Objetivo

La función objetivo del problema es la minimización de la sumatoria de los costos operativos de las unidades de generación que se encuentran convocadas a participar en el abastecimiento de la demanda dentro de un período de tiempo determinado.

Los costos variables u operativos de las unidades son definidos y declarados según el procedimiento que se describe en la regulación CONELEC 003/03.

2.2.2. Restricciones

La solución del problema de optimización debe estar contenida dentro de un espacio factible, éste es delimitado por las siguientes restricciones.

- Restricción de Balance de Potencia Activa y Reactiva

Sobre la base de un modelo π para los elementos del sistema, se escriben las siguientes ecuaciones:

$$P_i = g_{ii}V_i^2 + V_i \sum_{j \in N} V_j (g_{ij} \cos(\theta_i - \theta_j) + b_{ij} \sin(\theta_i - \theta_j)), i \in N$$

$$Q_i = -b_{ii}V_i^2 + V_i \sum_{j \in N} V_j (g_{ij} \sin(\theta_i - \theta_j) - b_{ij} \cos(\theta_i - \theta_j)), i \in N \quad (14)$$

Donde:

P_r, Q_i : Potencia activa y reactiva que se inyecta en el nodo i .

V_r, V_j : Módulos de tensión en el nodo i y j .

θ_i, θ_j : Ángulo de la tensión en el nodo i y j , respectivamente.

g_{ij} : ij -ésimo elemento de la matriz de conductancia.

b_{ij} : ij -ésimo elemento de la matriz de susceptancia nodal.

N : Cantidad total de nodos del sistema.

- Límites de Voltaje

Definir los límites de la magnitud del voltaje para todos los nodos del sistema establece un nivel de calidad para el producto técnico y asegura la eficiencia del funcionamiento del sistema.

$$V_{\min} \leq V_n \leq V_{\max} \quad (15)$$

Donde:

V_{\min}, V_{\max} : Límite mínimo y máximo de voltaje.

V_n : Voltaje en el nodo n .

- Límite de Potencia Activa y Reactiva

Los límites se establecen por la cantidad de potencia mecánica que puede entregar la turbina y el calentamiento de los devanados, estas características operacionales del generador se aproximan por medio de las siguientes restricciones.

$$P_{-j} \leq p_{jk} \leq \bar{P}_j \quad \forall j, k \quad (16)$$

$$Q_{-j} \leq q_{jk} \leq \bar{Q}_j \quad \forall j, k \quad (17)$$

3. DESCRIPCIÓN DE CASOS Y ANÁLISIS DE RESULTADOS

En el estudio se han propuesto tres casos que se detallan a continuación:

Caso Base: se considera el despacho del día 21 de febrero del 2007, para el cual se toman en cuenta las indisponibilidades de generación declaradas en el SNI ecuatoriano, la demanda pronosticada toma en cuenta las pérdidas y los consumos internos, se mantiene una cuota energética establecida por políticas de operación para las centrales hidráulicas de Paute y Pucará y se relajan las restricciones de combustible. Para la solución del problema de selección de unidades no se incluye la interconexión internacional con Colombia ni tampoco la generación hidráulica.

Una vez resuelto el problema de selección de unidades, se procede a realizar un flujo de potencia en base a las unidades seleccionadas y los resultados constituyen el punto de arranque de la ejecución del flujo óptimo de potencia. El flujo óptimo permite reducir el costo total de operación del sistema, disminuyendo las pérdidas y manteniendo adecuados niveles de voltaje en todos los nodos del sistema.

Caso Uno: Respecto del Caso Base, la cuota energética de la Central Hidráulica de Paute se incrementa mientras que la cuota energética establecida para la Central Hidroeléctrica Pucará se mantiene. Por otra parte, se reduce la disponibilidad de diesel activando de esta manera la correspondiente restricción de combustible.

Para la solución del problema de selección de unidades se mantiene la metodología del caso base, con su solución, se procede a realizar un flujo de potencia y finalmente los datos que resultan del flujo de potencia son los valores de inicialización para realizar el flujo óptimo de potencia que será analizado para cada una de las tres demandas ya mencionadas.

Caso Dos: En este último caso de estudio, y con respecto al caso base, se utiliza una cuota energética para la Central Hidráulica de Paute menor a la establecida por las políticas de operación, el nivel de combustible es el suficiente como para no activar las correspondientes restricciones. La metodología de solución para selección de unidades, flujo de potencia y flujo óptimo de potencia es la misma que fue utilizada en el caso base.

Para cada uno de los casos, previamente establecidos, se presentan en forma gráfica los resultados de la energía de las unidades térmicas a diesel (consideradas poco económicas) y resultados de consumo de combustibles.

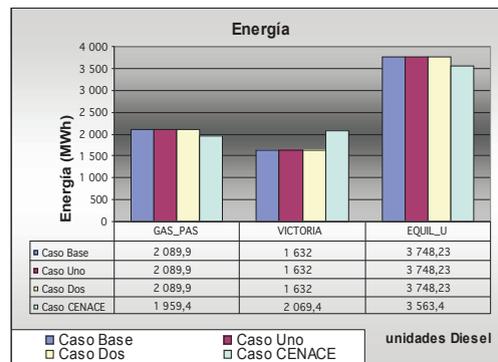


FIGURA 2

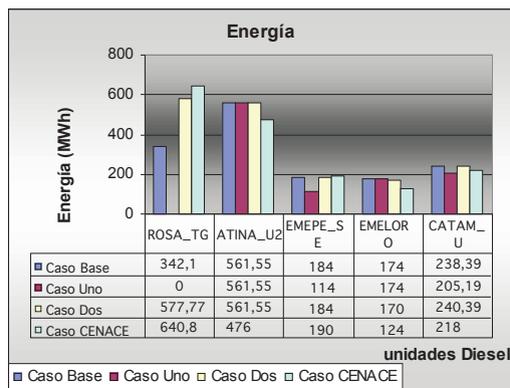


FIGURA 3

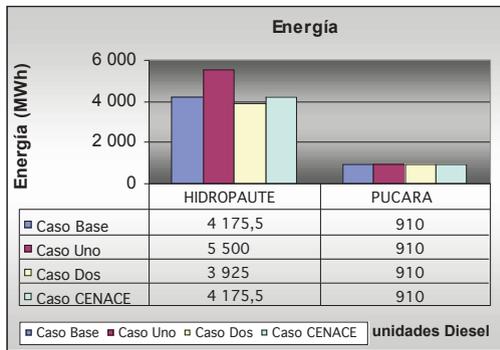


FIGURA 4

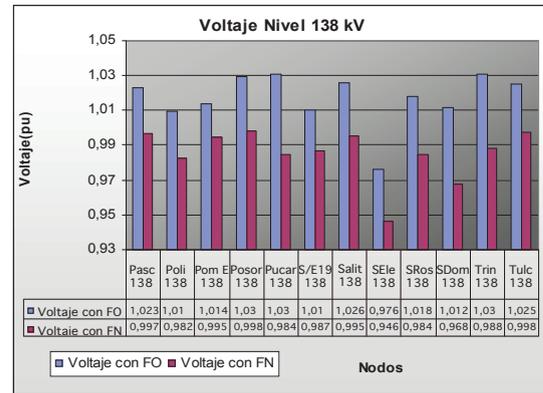


FIGURA 7

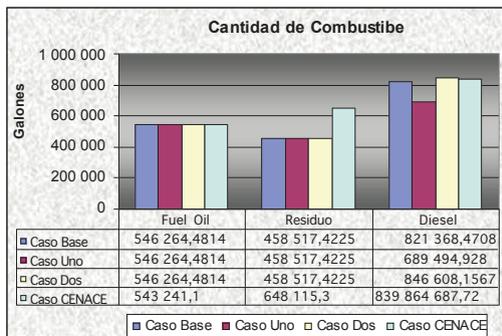


FIGURA 5

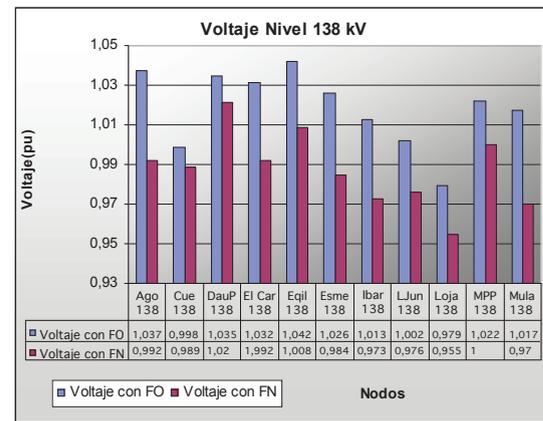


FIGURA 8

De igual forma para cada caso de estudio, se obtienen resultados, tanto para el flujo óptimo como para el flujo normal, de niveles de voltaje y pérdidas del sistema. Las gráficas mostradas a continuación son tomadas del caso uno considerado como crítico debido a la mayor concentración de generación en la Central Hidroeléctrica Paute.

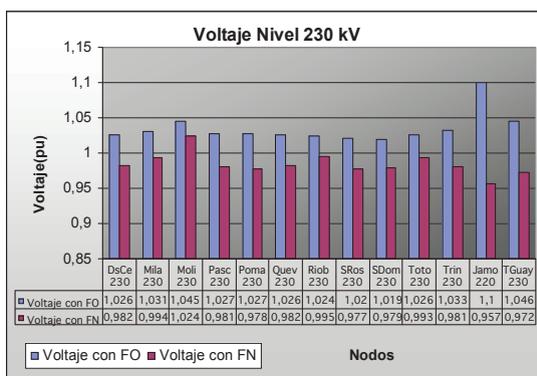


FIGURA 6

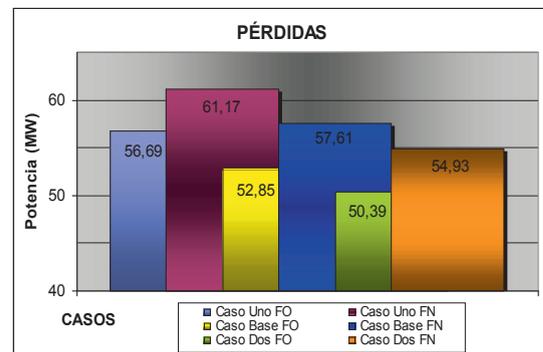


FIGURA 9

Análisis de Resultados

- De los resultados que se presentan en la las Figuras 2 a 4, se observa que ante una variación en la cuota energética de la Central de Paute, se tiene una significativa sensibilidad en el despacho de unidades térmicas que consumen diesel. Lo mencionado se puede corroborar en la Figura 5, en la que se presenta el consumo de combustible para cada uno de los casos de estudio.

Por motivo de espacio se presentan los resultados de un número reducido de nodos de 138kV, considerado en la selección los nodos más alejados e importantes dentro del SNI.

- Una vez obtenida la selección de unidades para cada caso, se realiza el correspondiente flujo óptimo de potencia para demandas mínima, media y máxima. Las Figuras 6 a 8 muestran los resultados de voltajes del sistema en demanda máxima del caso uno, se observa que el flujo óptimo de potencia mejora los niveles de voltaje considerablemente lo que significa una mejora a la calidad del servicio.
- En la Figura 9 se presentan los resultados de pérdidas de potencia activa para cada uno de los casos de estudio considerando tanto los resultados de flujo normal como de flujo óptimo para demanda máxima. Se aprecia que los resultados obtenidos con el flujo óptimo reducen apreciablemente las pérdidas. Al comparar los tres casos de estudio se observan mayores pérdidas en el caso uno debido a la concentración de generación en la Central Hidroeléctrica Paute.

4. CONCLUSIONES

En el presente artículo se ha descrito un método para la modelación tanto de la selección de unidades como del flujo óptimo de potencia. Los resultados obtenidos son satisfactorios, pues la desviación es poca con los valores establecidos con el despacho hecho por el CENACE.

Adicionalmente, la modelación permite introducir la restricción de combustible la misma que ayuda a realizar con más detalle la selección de unidades.

Por su generalidad, este modelo se amplía fácilmente en el caso de una expansión de unidades o del sistema como tal, puede ser aplicado en cualquier sistema eléctrico de potencia. Además obtiene indicadores relevantes en cada una de las soluciones tanto del flujo óptimo como de selección de unidades.

5. BIBLIOGRAFÍA

- [1] EGEM S.A. (Empresa de Generación Eléctrica Machupicchu); Operación Económica de Sistemas Eléctricos de Potencia. www.rcp.net.pe/EGEMSA
- [2] WOOD, A. J., and WOLLENBERG, B. F.; Power Generation Operation and Control, 2nd Ed., Wiley, New York, 1996.
- [3] J. W. O' SULLIVAN AND M. J. O' MALLEY; Economic Dispatch of a Small Utility with a Frequency Based Reserve Policy, IEEE transactions on Power Systems, Vol 11, No 3, August 1996.



Santiago Espinosa Gualotuña.- Nació en Quito, Ecuador, en 1983. Realizó sus estudios superiores en la Escuela Politécnica Nacional de Quito. Desarrolló su tesis previa a la obtención del título de Ingeniero Eléctrico en la Dirección de Planeamiento del CENACE, enfocando su interés en procesos de optimización vinculados con la planificación de la operación del SNI.



Hugo Arcos Martínez.- Nació en Quito, Ecuador, en 1972. Recibió su título de Ingeniero Eléctrico en la Escuela Politécnica Nacional de Quito en 1998, y el de Doctor en Ingeniería Eléctrica en la Universidad Nacional de San Juan - Argentina en el 2003.

Actualmente se encuentra trabajando en el CENACE (Área de Planeamiento Eléctrico) y es parte del Staff de Docentes del Postgrado en Ciencias de la Ingeniería Eléctrica de la Escuela Politécnica Nacional de Quito.