

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

ESCUELA DE INGENIERÍA
ELECTRICA Y ELECTRONICA

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

PROYECTO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIERO
ELÉCTRICO

ESPINOSA GUALOTUÑA SANTIAGO RAUL

DIRECTOR: Dr. HUGO ARCOS M.

Quito, diciembre de 2007

DECLARACIÓN

Yo Santiago Raúl Espinosa Gualotuña, declaro bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentada para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

A través de la presente declaración cedo mis derechos de propiedad intelectual correspondientes a este trabajo, a la Escuela Politécnica Nacional, según lo establecido por la Ley de Propiedad Intelectual, por su Reglamento y por la normatividad institucional vigente.

Santiago Raúl Espinosa Gualotuña

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Santiago Raúl Espinosa Gualotuña, bajo mi supervisión.

Dr. Hugo Arcos Martínez.
DIRECTOR DEL PROYECTO

DEDICATORIA

La presente tesis la dedico con mucho cariño principalmente a mis padres que me dieron la vida y han estado conmigo en todo momento. Gracias por todo papá, mamá por darme una carrera para mi futuro y por creer en mí, a pesar de haber pasado momentos difíciles siempre han estado brindándome todo su apoyo, por todo lo que han hecho les agradezco de todo corazón. No puedo olvidar de agradecer y dedicar mi tesis a mi hermano y hermana que han sido mi apoyo para salir y seguir mejorando personal y profesionalmente.

AGRADECIMIENTOS

Agradezco a Dios por darme la oportunidad de culminar una etapa más de mis estudios, a mis padres que siempre han sido un apoyo incondicional y han sido una fuente de mucha enseñanza en mi vida y quienes han sabido guiarme por el sendero del conocimiento y la verdad.

Agradezco a la Corporación CENACE por brindarme la oportunidad de realizar mi tesis dentro de la misma. Un especial agradecimiento a mi director de tesis Dr. Hugo Arcos y también a la dirección de planeamiento del CENACE con todos sus profesionales los cuales que siempre me brindaron su apoyo y conocimiento,

1. Introducción

1.1 Resumen

Las centrales de generación térmica del sistema nacional interconectado utilizan diferentes combustibles para generar electricidad pero sin embargo se presentan recurrentes problemas de abastecimiento de combustibles debido a la falta de recursos económicos de los generadores y a la limitada capacidad de almacenamiento de Petroecuador por otra parte el precio del combustible es el componente mas importante en el costo de operación de las generación, y tiene una implicación directa en la selección de unidades.

La modelación de las restricciones de combustible de forma detallada dentro del proceso de selección de unidades para el despacho (Unit Commitment U.C.)¹, permite obtener mayores beneficios con respecto a la optimización de los recursos de generación y de uso de combustibles.

¹ Unit Commitment equivalente a Selección de unidades .

1.2 Objetivos

- Establecer una metodología para la Programación de Corto Plazo de Unidades térmicas que considere restricciones de combustible.
- Resolver el problema de selección de unidades con restricciones de combustible utilizando programación lineal - entera - mixta.
- Analizar el efecto sobre la selección de unidades, que causa la indisponibilidad de combustibles.
- Sobre la base de la solución del problema de la selección de unidades resolver un flujo óptimo de potencia del sistema nacional interconectado que busque minimizar el, costo de operación del sistema satisfaciendo un conjunto de restricciones.
- Establecer indicadores a corto plazo, tanto para el análisis del U.C. como del flujo óptimo, para realizar las respectivas observaciones en función de los resultados obtenidos.

1.3 Alcance

Se modelará el sistema de generación térmica ecuatoriano sin tomar en cuenta la red de transmisión, para determinar la selección de unidades considerando la minimización del costo operativo más el costo de arranque de las unidades (Unit Commitment) para un horizonte de tiempo de 24 horas

Una vez resuelto el problema de la selección de unidades, se modelará el sistema de potencia completo con la finalidad de resolver flujos óptimos de potencia para determinadas horas del día. La función objetivo del flujo óptimo tomará en cuenta los costos variables de producción, la red de transmisión y los escenarios de demandas: mínima, media y máxima. Una vez establecido este proceso se realizará la sensibilidad correspondiente en función del stock de combustibles establecida para el caso de estudio.

1.4 Descripción del Trabajo

El presente trabajo establece una metodología para la programación de corto plazo de un parque generador considerando restricciones de combustible y el balance energético que permita satisfacer la demanda.

Al problema total se lo ha fraccionado en las siguientes etapas:

- Se resuelve el problema de selección de unidades con restricciones de combustible utilizando programación lineal - entera – mixta.
- Una vez obtenida la selección de unidades se realiza el flujo normal de potencia del sistema; se logran los datos de inicialización para proceder al flujo óptimo de potencia, el mismo que es resuelto utilizando programación no lineal para las demandas mínima, media y máxima. Cabe resaltar que el flujo óptimo cumple restricciones operacionales que incluyen límites sobre las variables y modelación completa de restricciones de balance tanto de potencia activa como reactiva.
- Resuelto el problema de programación de corto plazo se analizará el efecto sobre la selección de unidades que implica considerar que el sistema tiene una restricción en la disponibilidad de combustible.

2. MARCO TEÓRICO

2.1 PROGRAMACIÓN LINEAL

2.1.1 Introducción

La programación matemática es una potente técnica de modelado usada en la solución de problemas de optimización. Cuando se trata de resolver un problema de este tipo, la primera etapa consiste en identificar las posibles decisiones que pueden tomarse lo que lleva a identificar las variables del problema. Normalmente, las variables son de carácter cuantitativo y se buscan los valores que optimizan el objetivo. La segunda etapa supone determinar qué decisiones resultan admisibles; esto conduce a un conjunto de restricciones que se determinan teniendo presente la naturaleza del problema en cuestión. En la tercera etapa, se calcula el costo/beneficio asociado a cada decisión admisible. El proceso determina el conjunto de todos estos elementos que definen el problema de optimización.

La programación lineal (PL), que trata exclusivamente con funciones objetivo y restricciones lineales. Se utiliza en campos como la ingeniería, la economía, la gestión, y muchos otros.

Para que cualquier problema de programación lineal (PPL) se requiere identificar cuatro componentes básicos:

1. El conjunto de datos.
2. El conjunto de variables involucradas en el problema, junto con sus dominios respectivos de definición (valores admisibles que pueden tomar las variables).
3. El conjunto de restricciones lineales del problema que definen el conjunto de soluciones admisibles.
4. La función lineal que debe ser optimizada (minimizada o maximizada).

2.1.2 Formulación del problema y solución (problema de programación lineal).

La forma más general de un problema de programación lineal (PPL) consiste en minimizar o maximizar

$$Z = f(x) = \sum_{j=1}^n C_j x_j \quad (2.1.1)$$

Sujeto a

$$\begin{aligned}
\sum_{j=1}^n a_{ij}x_j &= b_i, \quad i = 1, 2, \dots, p-1 \\
\sum_{j=1}^n a_{ij}x_j &\geq b_i, \quad i = p, \dots, q-1 \\
\sum_{j=1}^n a_{ij}x_j &\leq b_i, \quad i = q, \dots, m
\end{aligned} \tag{2.1.2}$$

Lo que distingue un problema de programación lineal de cualquier otro problema de optimización es que todas las funciones que en él intervienen son lineales.

La función lineal en (2.1.1) se denomina función objetivo o función de costo, y es la función ha optimizarse. Obsérvese que en (2.1.2) se presentan todas las posibles alternativas en lo que se refiere a los operadores que relacionan los dos términos de las restricciones (lineales), dependiendo de los valores p y q .

Ejemplo 2.1.1 (solución única). Considérese el siguiente problema de programación lineal. Maximizar

$$\begin{aligned}
&Z=3x_1+x_2 \\
\text{Sujeto a} & \\
&-x_1 + x_2 \leq 2 \\
&x_1 + x_2 \leq 6 \\
&x_1 \leq 3 \\
&2x_1 - x_2 \leq 4 \\
&-x_2 \leq 0 \\
&-x_1 - x_2 \leq -1 \\
&-x_1 \leq 0
\end{aligned} \tag{2.1.3}$$

La figura 2.1.1 muestra la región factible (área sombreada), en la que la solución se alcanza en el punto P , dado que se encuentra en la última curva de nivel en la dirección indicada y en el último punto factible de la región de factibilidad. P es por tanto la intersección de las rectas

$$\begin{aligned}
x_1 + x_2 &= 6 \\
x_1 &= 3
\end{aligned}$$

Por tanto, el máximo, $Z = 12$, se alcanza en el punto

$$P = (3, 3)$$

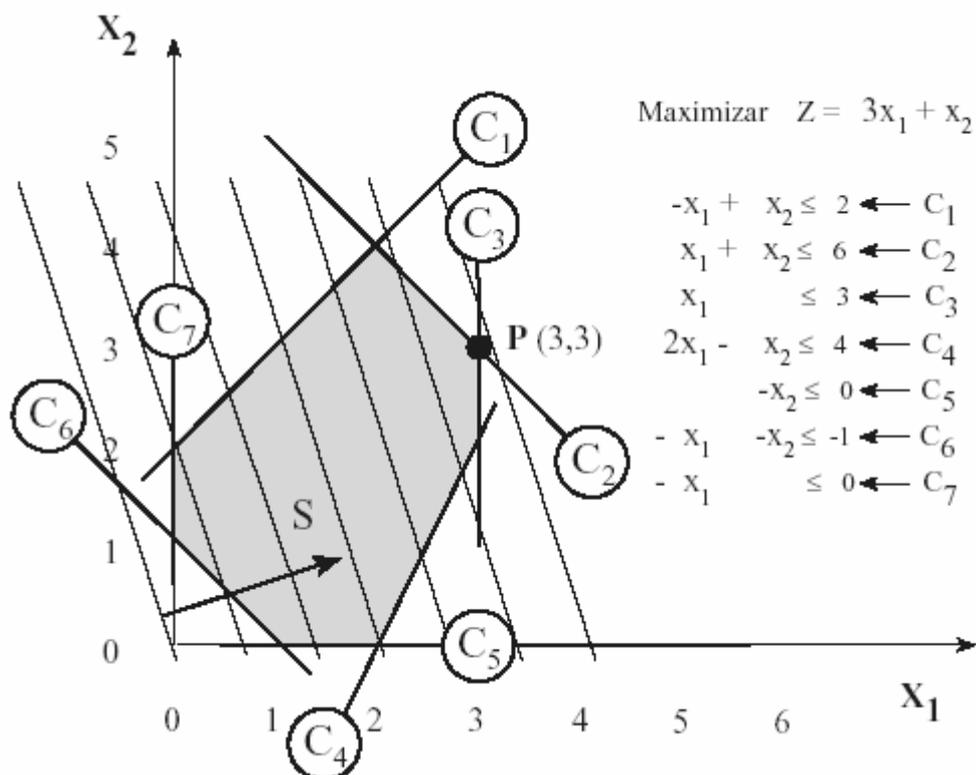


Figura 2.1.1²: Ilustración gráfica de un problema de programación lineal con solución única.

Ejemplo 2.1.2 (soluciones múltiples). Si la función objetivo del Ejemplo 2.1.1 se cambia por la función

$$Z = x_1 + x_2$$

Las curvas de nivel resultantes son paralelas a una de las restricciones (la segunda).

En este caso, el óptimo se alcanza en todos los puntos de la arista correspondiente del poli topo (polígono bidimensional de cualquier dimensión), como se muestra en la figura 2.1.2. Cualquier punto $(2,4)^T$ y $(3,3)^T$ del segmento de línea recta entre los puntos resulta ser un máximo global del problema ($Z = 6$).

² Figura tomada de la referencia bibliográfica [9]

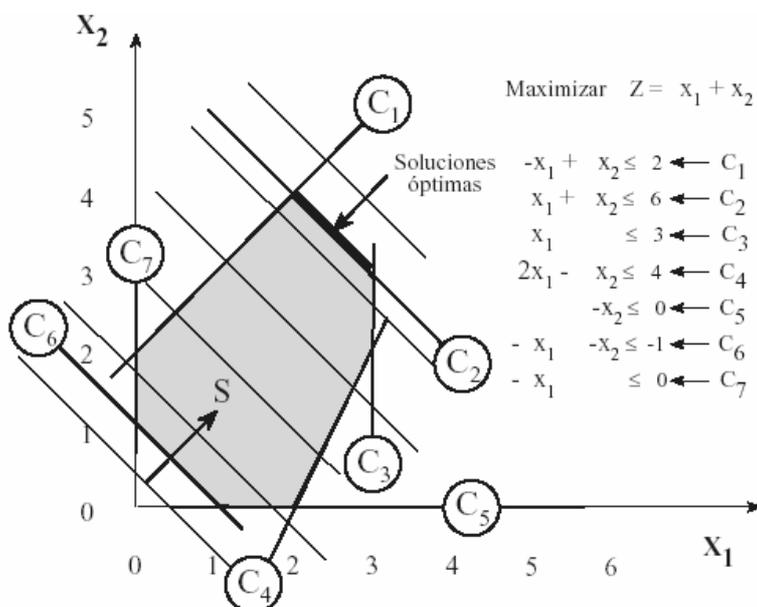


Figura 2.1.2³: Ilustración gráfica de un problema de programación lineal con soluciones múltiples.

Ejemplo 2.1.3 (solución no acotada). Considérese el siguiente problema de programación lineal (PPL) en el que se maximiza

$$Z = 3x_1 + x_2 \quad (2.1.4)$$

Sujeto a

$$\begin{aligned} -x_1 + x_2 &\leq 2 \\ -x_2 &\leq 0 \\ -x_1 - x_2 &\leq -1 \\ -x_1 &\leq 0 \end{aligned} \quad (2.1.5)$$

Este tiene una solución no acotada, porque como se muestra en la figura 2.1.3, la región factible no está acotada en la dirección de crecimiento de la función objetivo.

³ Figura tomada de la referencia bibliográfica [9]

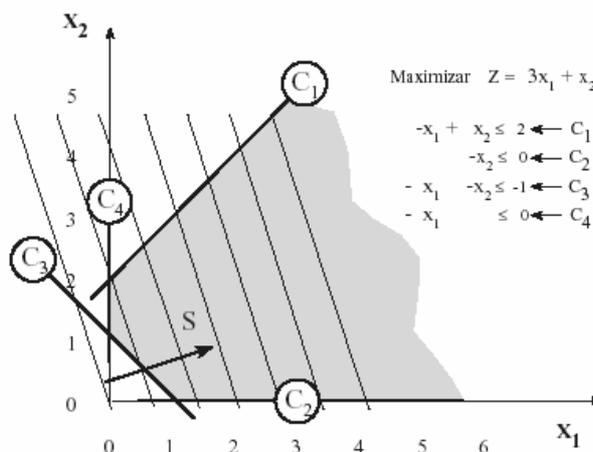


Figura 2.13 ⁴: Ilustración gráfica de un problema de programación lineal con región de factibilidad y solución no acotada

2.1.3 TEORIA DE DUALIDAD Y ANALISIS DE SENSIBILIDAD

Durante el desarrollo inicial de la programación lineal se descubrió el concepto de dualidad, y reveló que asociado a todo problema de programación lineal, existe otro problema llamado dual. Las relaciones entre el problema dual y el original (llamado primal) son extremadamente útiles en una gran variedad de situaciones. Por ejemplo la solución óptima del problema dual es la que proporciona los precios sombra del recurso (mide el valor marginal del recurso, es decir la tasa a la que la función objetivo puede aumentar si se incrementa la cantidad que se proporciona de este recurso)

Un papel clave que juega la teoría de dualidad es la interpretación y realización del análisis de sensibilidad, este análisis constituye una parte muy importante en casi todos los estudios de programación lineal. Dado que algunos o todos los valores de los parámetros que se emplean en el modelo original son solo estimaciones de condiciones futuras, es necesario investigar el efecto que se tendría sobre la solución óptima en caso de que prevaleciesen otras condiciones. Aún más, ciertos valores de estos parámetros pueden representar decisiones importantes, en cuyo caso su elección debe ser el punto más importante de la investigación y, por supuesto, se estudia a través del análisis de sensibilidad.

⁴ Figura tomada de la referencia bibliográfica [9]

El **análisis de sensibilidad** trata de interpretar como cambiaría la solución óptima de un PL si se cambia algún coeficiente o una cota. En muchos casos, los cambios son *directamente predecibles* de los valores de las variables del problema dual.

Si se considera el problema primal:

$$\text{Max } Z = \sum_{j=1}^n C_j x_j \quad (2.1.6)$$

sujeto a :

$$\begin{aligned} \sum_{j=1}^n a_{ij} x_j &\leq b_i \text{ para } i = 1, 2, \dots, m \\ x_j &\geq 0 \quad \text{para } j = 1, 2, \dots, n \end{aligned} \quad (2.1.7)$$

Y se investiga el efecto de hacer cambios en los valores de los parámetros a_{ij} , b_i y c_j dentro del modelo.

Se tiene que la *solución óptima* del PL cambia cuando se hacen modificaciones pequeñas en los parámetros, el PL es *sensible*.

En cambio una variación en cierto parámetro a_{ij} , b_i y c_j causa cambios grandes en la solución, se dice que la solución es *inestable* con respecto al parámetro.

La dualidad en programación lineal

Dado un modelo lineal determinado, se puede definir otro modelo lineal que permitirá obtener propiedades interesantes del primero y que será su dual. La solución del modelo dual permite obtener interesantes resultados, relativos al análisis de sensibilidad de los términos independientes.

Ejemplo 2.1.5 (problemas primal y dual del carpintero). Un carpintero modesto fabrica dos tipos de mesas de madera. Cada mesa del tipo 1 necesita 4 horas de mecanizado primario (preparación de piezas) y 4 horas de mecanizado secundario (ensamblado y barnizado). Análogamente, cada mesa del tipo 2 necesita 3 horas de mecanizado primario y 7 horas de mecanizado secundario.

	Tipo de Mesa		Disponibilidad de horas máquina por día
	1	2	
Mecanizado Primario	4	3	40
Mecanizado Secundario	4	7	56
Beneficio (dólares)	70	90	

Las disponibilidades diarias de mecanizados primario y secundario son respectivamente de 40 y 56 horas-máquina. La venta de una mesa del tipo 1 reporta un beneficio de 70 dólares, mientras que la venta de una mesa del tipo 2 de 90 dólares. Estos datos se resumen en la tabla 2.1.1. El objeto de este problema es determinar el número de mesas de cada tipo que han de producirse diariamente para maximizar el beneficio obtenido. Este problema puede formularse como un problema de programación lineal que maximiza

$$Z = 70x_1 + 90x_2$$

Sujeto a

$$\begin{aligned} 4x_1 + 3x_2 &\leq 40 \\ 4x_1 + 7x_2 &\leq 56 \\ x_1, x_2 &\geq 0 \end{aligned} \quad (2.1.8)$$

Donde x_1 y x_2 son las cantidades diarias de mesas a fabricar de los tipos 1 y 2 respectivamente. La solución óptima de este problema, como se observa en la figura 2.1.4, establece que han de producirse diariamente 7 y 4 mesas de los tipos 1 y 2 respectivamente, lo que da lugar a un beneficio de 850 dólares. Este resultado indica que ambos recursos de mecanizado (primario y secundario) están plenamente utilizados porque las restricciones relacionadas con ellos están ambas activas. Por otra parte, considérese que quiere aumentarse el beneficio diario. Para ello es necesario aumentar la capacidad productiva. Considérese que la capacidad de mecanizado secundario puede aumentarse cada día de 56 a 72 horas de máquina. ¿Como afecta esta ampliación de capacidad a los beneficios diarios? La solución puede obtenerse resolviendo el siguiente problema en el que se maximiza

$$Z = 70x_1 + 90x_2$$

Sujeto a

$$\begin{aligned}
 4x_1 + 3x_2 &\leq 40 \\
 4x_1 + 7x_2 &\leq 72 \\
 x_1, x_2 &\geq 0
 \end{aligned}
 \tag{2.1.9}$$

En este caso la solución óptima es $x_1 = 4$ y $x_2 = 8$ con un beneficio máximo diario de 1000 dólares. Esta solución indica que el beneficio diario crece en 150 dólares y la capacidad de mecanizado secundario crece en $72 - 56 = 16$ horas máquina. El aumento de la función objetivo es $1000 - 850 / 16 = 150 / 16 = 75/8$

dólares, crece al crecer la capacidad de mecanizado secundario 1 hora, se denomina *sensibilidad o precio sombra* (también *precio dual*) de la

capacidad de mecanizado secundario. En general el precio sombra de una restricción proporciona el cambio en el valor de la función objetivo como resultado de un cambio unitario en el término independiente de la restricción, suponiendo que el resto de parámetros del problema permanecen inalterados.

En muchos problemas de programación lineal los precios sombra son tan importantes como la solución del problema, ya que proporcionan información sobre el efecto en la función objetivo de cambios en los recursos disponibles. Los precios sombra pueden obtenerse resolviendo el *problema dual*.

El problema dual del problema del carpintero (2.1.8) se formula a continuación.

Minimizar

$$Z = 40y_1 + 56y_2$$

Sujeto a

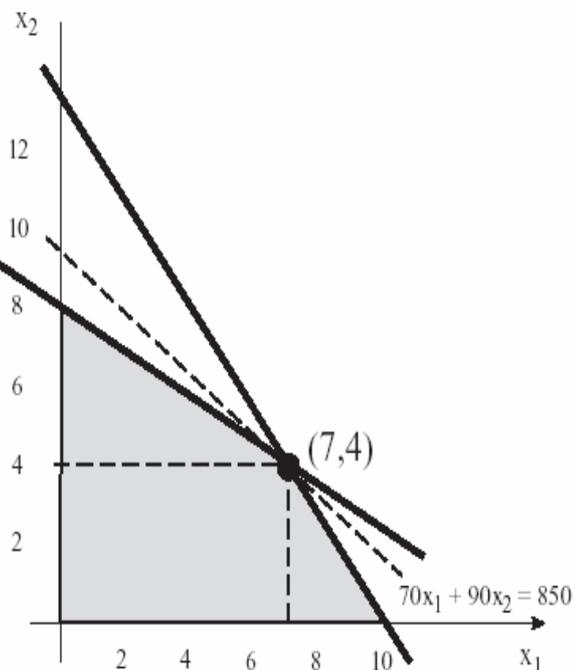


Figura 2.1.4 Análisis gráfico del problema del carpintero.

$$\begin{aligned}
 4y_1 + 4y_2 &\geq 70 \\
 3y_1 + 7x_2 &\geq 90 \\
 y_1, y_2 &\geq 0
 \end{aligned}
 \tag{2.1.10}$$

La solución óptima de este problema es $y_1 = 65/8$, $y_2 = 7 \ 5/8$, y el valor óptimo de la función objetivo es 850. Obsérvese que y_1 y y_2 son los precios sombra de las capacidades de mecanizado primario y secundario, respectivamente, y que los valores óptimos de la función objetivo de (2.1.8) y (2.1.10) coinciden. El problema dual (2.1.10) puede interpretarse de la siguiente manera. Considérese que el objetivo es vender tiempo de mecanizado primario y secundario y supóngase que de esta forma se obtienen al menos el mismo nivel de beneficios que haciendo mesas. En esta situación vender tiempo de mecanizado y hacer mesas han de ser actividades igualmente lucrativas. Las variables y_1 y y_2 representan los precios de venta de una hora de mecanizados primario y secundario respectivamente. Para preservar la competitividad del negocio, el beneficio diario ha de minimizarse, esto es minimizar la función $40y_1 + 56y_2$, donde 40 y 56 representan respectivamente la disponibilidad diaria en horas de mecanizado primario y secundario respectivamente. Las restricciones (2.1.10) establecen que el costo de las horas de mecanizado primario y secundario para producir una mesa de cada tipo no debe superar el beneficio que se obtiene por venta de la misma; y que los precios son cantidades no negativas.

2.1.4 RESOLUCIÓN DE PROBLEMAS DE PROGRAMACIÓN LINEAL

Los economistas de la antigua Unión Soviética fueron los primeros en aplicar las técnicas de la programación lineal en la organización y planificación de la producción. Sin embargo, fue durante la Segunda Guerra Mundial cuando la programación lineal adquirió importancia. La Fuerza Aérea de los Estados Unidos creó el proyecto SCOP (Scientific Computation of Optima Programs) dirigido por G. B. Dantzig. El método más conocido para resolver problemas de programación lineal, *el método simplex*, es debido a Dantzig, quien lo introdujo en 1947.

Método Simplex

Careciendo de la ventaja visual asociada con la representación gráfica del espacio de soluciones, el método simplex emplea un proceso iterativo que

principia en un punto extremo factible, normalmente el origen, y se desplaza sistemáticamente de un punto extremo factible a otro, hasta que se llega por último al punto óptimo.

El método Simplex es un método secuencial de optimización y puede ser empleado, tanto para maximizar como para minimizar una respuesta.

Un simplex es una figura geométrica de n dimensiones, constituido de $n+1$ puntos. Cada dimensión corresponde a una variable a ser optimizada. Un simplex en dos dimensiones es un triángulo, en tres dimensiones es un tetraedro y así sucesivamente. El método puede ser extendido para mayores dimensiones, pudiendo ser aplicado, para la optimización de problemas de cualquier número de variables.

Desarrollo del Método Simplex

- Construcción de la primera tabla: En la primera columna de la tabla aparecerá lo que se llamará base, en la segunda el coeficiente que tiene en la función objetivo cada variable que aparece en la base (se llamará a esta columna C_b), en la tercera el término independiente de cada restricción (P_0), y a partir de ésta columna aparecerán cada una de las variables de la función objetivo (P_i). Para tener una visión más clara de la tabla, se incluirá una fila en la que se pondrá cada uno de los nombres de las columnas. Sobre ésta tabla se incluirá dos nuevas filas: una que será la que liderará la tabla donde aparecerán las constantes de los coeficientes de la función objetivo, y otra que será la última fila, donde tomará valor la función objetivo. La tabla final 2.1.2 tendrá tantas filas como restricciones.

Tabla 2.1.2						
			C1	C2	...	Cn
Base	Cb	P0	P1	P2	...	Pn
Pi1	Ci1	bi1	a11	a12	...	a1n
Pi2	Ci2	bi2	a21	a22	...	a2n
...
Pim	Cim	bim	am1	am2	...	Amn
Z		Z0	Z1-C1	Z2-C2	...	Zn-Cn

Los valores de la fila Z se obtienen de la siguiente forma: El valor Z0 será el de sustituir Cim en la función objetivo (y cero si no aparece en la base). El resto de columnas se obtiene restando a este valor el del coeficiente que aparece en la primera fila de la tabla.

Se observará al realizar el método Simplex, que en esta primera tabla, en la base estarán las variables de holgura.

- Condición de parada: Se comprobará si se debe dar una nueva iteración o no, en función de si en la fila Z aparece algún valor negativo. Si no aparece ninguno, es que hemos llegado a la solución óptima del problema.

- Elección de la variable que entra: Si no se ha dado la condición de parada, se debe seleccionar una variable para que entre en la base en la siguiente tabla. Para ello se fijan los valores estrictamente negativos de la fila Z, y el menor de ellos será el que de la variable entrante.

- Elección de la variable que sale: Una vez obtenida la variable entrante, se obtiene la variable que sale, sin más que seleccionar aquella fila cuyo cociente $P0/Pj$ sea el menor de los estrictamente positivos (teniendo en cuenta que sólo se hará cuando Pj sea mayor de 0). La intersección entre la columna entrante y la fila saliente determinará el elemento pivote.

- Actualización de la tabla: Las filas correspondientes a la función objetivo y a los títulos permanecerán inalterados en la nueva tabla. El resto deberá calcularse de dos formas diferentes:

- Si es la fila pivote cada nuevo elemento se calculará:
 $\text{Nuevo Elemento Fila Pivote} = \text{Elemento Fila Pivote actual} / \text{Pivote}$.
- Para el resto de elementos de filas se calculará:
 $\text{Nuevo Elemento Fila} = \text{Elemento Fila Pivote actual} - (\text{Elemento Columna Pivote en la fila actual} * \text{Nuevo Elemento Fila})$.

Ejemplo 2.1.7

$$\text{Maximizar } Z = f(x, y) = 3x + 2y$$

Sujeto a :

$$2x + y \leq 18$$

$$2x + 3y \leq 42$$

$$3x + y \leq 24$$

$$x \geq 0 \text{ y } y \geq 0$$

(2.1.12)

Se consideran las siguientes fases:

1. Convertir las desigualdades en igualdades

Se introduce una *variable de holgura* por cada una de las restricciones del tipo \leq , para convertirlas en igualdades, resultando el sistema de ecuaciones lineales:

$$2x + y + r = 18$$

$$2x + 3y + s = 42$$

$$3x + y + t = 24$$

2. Igualar la función objetivo a cero

$$-3x - 2y + Z = 0$$

3. Escribir la tabla inicial simplex

En las columnas aparecerán todas las variables básicas del problema y las variables de holgura/exceso. En las filas se observan, para cada restricción las variables de holgura con sus coeficientes de las igualdades obtenidas, y la última fila con los valores resultantes de sustituir el valor de cada variable en la función objetivo, y de operar tal como se explicó en la teoría para obtener el resto de valores de la fila:

Tabla I . Iteración nº 1							
			3	2	0	0	0
			Ventrada				
Base	Cb	P0	P1	P2	P3	P4	P5
P3	0	18	2	1	1	0	0
P4	0	42	2	3	0	1	0
P5 Vsale	0	24	3	1	0	0	1
Z		0	-3	-2	0	0	0

4. Condición de parada

Cuando en la fila Z no existe ningún valor negativo, se ha alcanzado la solución óptima del problema. En tal caso, se ha llegado al final del algoritmo. De no ser así, se ejecutan los siguientes pasos.

5. Condición de entrada y salida de la base

- A. Primero saber la variable que entra en la base. Para ello se escoge la columna de aquel valor que en la fila Z sea el menor de los negativos. En este caso sería la variable x (P1) de coeficiente - 3.

Si existiesen dos o más coeficientes iguales que cumplan la condición anterior (caso de empate), entonces se optará por aquella variable que sea básica.

La columna de la variable que entra en la base se llama *columna pivote* (En color verde)

- B. Una vez obtenida la variable que entra en la base, se deduce cual será la variable que sale. Para ello se divide cada término independiente (P_0) entre el elemento correspondiente de la columna pivote, siempre que el resultado sea mayor que cero, y se escoge el mínimo de ellos.

En nuestro caso: $18/2 = 9$, $42/2 = 21$ y $24/3 = 8$

Si hubiera algún elemento menor o igual a cero no se realiza dicho cociente, y en caso de que todos los elementos de la columna pivote fueran de ésta condición se tendría una solución no acotada y se termina el problema

El término de la columna pivote que en la división anterior dé lugar al menor cociente positivo, (el número 3), ya que el número de menor cociente (es el 8), indica la fila de la variable de holgura que sale de la base, t (P_5). Esta fila se llama *fila pivote* (en color verde).

Si al calcular los cocientes, dos o más son iguales (caso de empate), se escoge aquella que no sea variable básica (si es posible).

- C. En la intersección de la *fila pivote* y *columna pivote* se tiene el elemento *pivote*, 3.

6. Encontrar los coeficientes de la nueva tabla.

Los nuevos coeficientes de la fila pivote, t (P_5), se obtienen dividiendo todos los coeficientes de dicha fila entre el elemento pivote, 3, que es el que hay que convertir en 1.

A continuación mediante la reducción gaussiana se hace ceros los restantes términos de su columna, con lo que se obtiene los nuevos coeficientes de las otras filas incluyendo los de la función objetivo Z .

También se puede hacer de la siguiente manera:

Fila del pivote:

Nueva fila del pivote = (Vieja fila del pivote) / (Pivote)

Resto de las filas:

Nueva fila = (Vieja fila) -(Coeficiente de la vieja fila en la columna de la variable entrante) x (Nueva fila del pivote)

Un ejemplo una vez calculada la fila del pivote (fila de x (P1) en la Tabla II):

Vieja fila de P4	42	2	3	0	1	0
	-	-	-	-	-	-
Coeficiente	2	2	2	2	2	2
	x	x	x	x	x	x
Nueva fila pivote	8	1	1/3	0	0	1/3
	=	=	=	=	=	=
Nueva fila de P4	26	0	7/3	0	1	-2/3

Tabla II . Iteración n° 2							
			3	2	0	0	0
Base	Cb	P0	P1	P2	P3	P4	P5
P3	0	2	0	1/3	1	0	-2/3
P4	0	26	0	7/3	0	1	-2/3
P1	3	8	1	1/3	0	0	1/3
Z		24	0	-1	0	0	1

Se puede observar que no se alcanzado la condición de parada ya que en los elementos de la última fila, Z, hay uno negativo, -1. Hay que repetir el proceso:

- La variable que entra en la base es y (P2), por ser la variable que corresponde a la columna donde se encuentra el coeficiente -1.
- Para calcular la variable que sale, se divide los términos de la última columna (P5) entre los términos correspondientes de la nueva columna pivote: $2 / 1/3 = 6$, $26 / 7/3 = 78/7$ y $8 / 1/3 = 8$
y como el menor cociente positivo es 6, se tiene que la variable que sale es r (P3).
- El elemento pivote, que ahora hay que hacer 1, es **1/3**.

Operando de forma análoga a la anterior se obtiene la tabla:

Tabla III . Iteración n° 3							
			3	2	0	0	0
Base	Cb	P0	P1	P2	P3	P4	P5
P2	2	6	0	1	3	0	-2
P4	0	12	0	0	-7	1	4
P1	3	6	1	0	-1	0	1
Z		30	0	0	3	0	-1

Como en los elementos de la fila Z hay uno negativo, -1, significa que no se ha llegado todavía a la solución óptima. Hay que repetir el proceso:

- A. La variable que entra en la base es t (P5), por ser la variable que corresponde al coeficiente -1
- B. Para calcular la variable que sale, se divide los términos de la última columna (P5) entre los términos correspondientes de la nueva columna pivote: $6/-2=-3$, $12/4 =3$, y $6/1 =6$
y como el menor cociente positivo es 3, se tiene que la variable que sale es s (P4).
- C. El elemento pivote, que ahora hay que hacer 1, es 4.

Se obtiene la tabla:

Tabla IV . Iteración n° 4							
			3	2	0	0	0
Base	Cb	P0	P1	P2	P3	P4	P5
P2	2	12	0	1	-1/2	0	0
P5	0	3	0	0	-7/4	0	1
P1	3	3	1	0	-3/4	0	0
Z		33	0	0	5/4	0	0

Se observa que en la última fila todos los coeficientes son positivos, por lo tanto se cumple la condición de parada, obteniendo la solución óptima.

La solución óptima viene dada por el valor de Z en la columna de los valores solución, en este caso: **33**. En la misma columna se puede observar el punto donde se alcanza, observando las filas correspondientes a las variables de decisión que han entrado en la base: **(x,y) = (3,12)**

2.2 PROGRAMACION ENTERA MIXTA

2.2.1 Introducción

Sus pioneros fueron Wagner (1950) y Manne (1959). Tradicionalmente estos modelos se han considerado como subclases de la programación lineal, sin embargo, las variables de decisión que aparecen en ellos sólo toman valores enteros, por lo que realmente deben considerarse como problemas de programación entera. El número de modelos lineales enteros y sus métodos de solución es en la actualidad bastante extenso, lo que ha llevado a hacer una selección considerando aquellos que tienen una amplia utilización en problemas de optimización.

Un aspecto notable de los métodos de solución de los problemas, de tipo combinatorial, es la complejidad computacional. Un enfoque primitivo de resolución consiste en evaluar cada posible solución, es decir, cada una de las combinaciones de valores enteros para las variables del problema. En este caso incluso en un problema pequeño como podría ser con diez variables y diez valores para cada variable tendría un número grande (diez mil millones) de posibles soluciones, lo que hace necesario el desarrollo de métodos de solución inteligentes. Estos se han dirigido por una parte hacia los "métodos exactos", es decir, aquellos que conducen a una solución óptima exacta para el problema combinatorio empleando técnicas que reduzcan la búsqueda de soluciones (caso del método simplex). Por otra parte, se han propuesto un buen número de "métodos heurísticos", sin una base matemática formal, pero que, basados esencialmente en la intuición, conducen a una solución próxima a la óptima y lo que es más deseable, en una cantidad razonable de tiempo. Más concretamente, lo hacen en tiempo polinomial, frente a muchos métodos exactos para problemas combinatorios que lo hacen en tiempo exponencial, siendo por tanto poco aplicables éstos últimos a problemas de gran tamaño.

Si el modelo considera que todas las variables son enteras, se trata de un problema de Programación Lineal Entera Pura; si se necesita que algunas de las variables de decisión sean números enteros, se tiene un problema de Programación Lineal Entera Mixta.

En algunas aplicaciones, se tiene que todas las variables toman valores de cero o uno, en estos casos se trata de Programación Lineal Entera Binaria (Digital); si se requiere que solamente algunas de las variables tomen valores de cero o uno, se tiene un problema de Programación Lineal Entera Binaria Mixta.

Para resolver problemas de Programación Lineal Entera, se utilizan varios algoritmos como son: Ralph Gomory, Ramificación y Acotamiento, Enumeración Exhaustiva o Enumeración Explícita, Enumeración Implícita, Aditivo de Egon Balas y Algoritmos Heurísticos.

En Programación Lineal Entera Pura algunos de los algoritmos de solución que se emplean son: Método de Plano de Corte, Algoritmo Fraccional de Gomory, Algoritmo Entero Puro de Gomory, Método de Ramificación y Acotamiento y el Algoritmo de Land – Doig, entre otros. Para Programación Lineal Entera Binaria algunos de los utilizados son: Método de Ramificación y Acotamiento, Método Aditivo de Egon Balas, Método Lexicográfico, Método de Lemke y Spielberg, Distancia de Hamming y Retículos y Método de Trubin. En Programación Lineal Entera Mixta se usan el Algoritmo Entero Mixto de Gomory, el Algoritmo de Land – Doig, Método de Benders.

2.3 PROGRAMACIÓN NO LINEAL

2.3.1 Introducción

La programación lineal es una de las mayores contribuciones al campo de la toma científica de decisiones. Su versatilidad y adaptabilidad ha hecho que este modelo tenga aplicación en casi todos los campos de la ingeniería y de la ciencia.

2.3.2 Fomulación matemática del problema

El *problema de programación no lineal* (PPNL), se puede formular como sigue.

Minimizar

$$Z = f(x_1, \dots, x_n)$$

Sujeto a

$$h_1(x_1, \dots, x_n) = 0$$

....

.....

.....

$$h_l(x_1, \dots, x_n) = 0$$

$$g_l(x_1, \dots, x_n) \leq 0$$

....

.....

.....

$$g_m(x_1, \dots, x_n) \leq 0$$

El modelo anterior se puede formular de una forma compacta como:

Minimizar

$$Z = f(x) \tag{2.3.1}$$

sujeto a

$$h(x) = 0 \tag{2.3.2}$$

$$g(x) \leq 0$$

Donde \mathbf{x} es el vector de las *variables de decisión*, f es la función objetivo, $\mathbf{h}(\mathbf{x})$ y $\mathbf{g}(\mathbf{x})$ son, respectivamente, las restricciones de *igualdad* y *desigualdad*. Para que este problema sea propiamente no lineal, al menos una de las funciones involucradas en su formulación debe serlo. Cualquier vector \mathbf{x} que satisface las restricciones se denomina *solución factible*, y el conjunto de todas las soluciones factibles se denomina *región factible*.

Los problemas de optimización no lineal son más difíciles de resolver que los problemas lineales.

La teoría de la optimización y los métodos computacionales para estos problemas se denomina *optimización no lineal diferenciable*. Se han desarrollado generalizaciones del concepto de diferenciability para poder abordar problemas más generales de optimización.

2.3.3 CONDICIONES NECESARIAS DE OPTIMALIDAD

2.3.3.1 DIFERENCIABILIDAD

La propiedad de diferenciability permite caracterizar los extremos locales (mínimos o máximos), proporcionando condiciones necesarias para la optimalidad

de una solución. Se centrará la atención en la búsqueda de mínimos, ya que los máximos pueden ser obtenidos a partir de la relación:

$$\begin{aligned} \text{Maximizar}_{x \in S} f(x) &= -\text{Minimizar}_{x \in S} -f(x) \\ \forall x \in \text{conjunto de puntos } S \end{aligned}$$

DEFINICIONES:

a) Mínimo global. Una función $f(\mathbf{x})$ tiene un mínimo global en el conjunto de puntos S en el punto \mathbf{x}^* , si y sólo si $f(\mathbf{x}^*) \leq f(\mathbf{x})$ para todo \mathbf{x} en S .

b) Mínimo local. Una función $f(\mathbf{x})$ tiene un mínimo local sobre el conjunto S en el punto \bar{x} , si y sólo si existe un número positivo ε cumpliendo $f(\bar{x}) \leq f(\mathbf{x})$ para todo \mathbf{x} en S tal que $0 \leq \|\bar{x} - \mathbf{x}\| \leq \xi$

c) Diferenciabilidad. Se dice que f es diferenciable en \mathbf{x} si las derivadas parciales $\partial f / \partial x_i$, $i = 1, \dots, n$, existen, y

$$\lim_{y \rightarrow x} \frac{f(y) - f(x) - \nabla f(x)^T (y - x)}{\|y - x\|} = 0$$

El gradiente de f en \mathbf{x} es el vector definido por

$$\nabla f(x) = \left(\frac{\partial f(x)}{\partial x_1}, \dots, \frac{\partial f(x)}{\partial x_n} \right)^T$$

d) Función continuamente diferenciable. Una función f se denomina continuamente diferenciable en \bar{x} si todas sus derivadas parciales son continuas en \bar{x} . En este caso la función también es diferenciable.

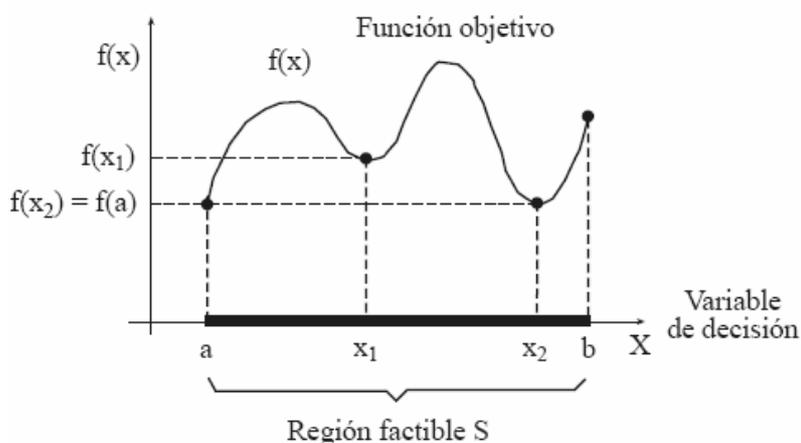


Figura 2.3.1⁵: Una función con tres mínimos locales y dos globales

⁵ Figura tomada de la referencia bibliográfica [9]

2.3.3.2 Condiciones de Karush–Kuhn–Tucker

El resultado teórico más importante en el campo de la programación no lineal es el que lleva a las llamadas condiciones de Karush, Kuhn, y Tucker. Estas condiciones deben ser satisfechas por la solución óptima de cualquier problema lineal y la mayoría de los problemas no lineales. Constituyen la base para el desarrollo de muchos algoritmos computacionales y proporcionan un criterio de parada para muchos otros, permitiendo establecer cuando ha sido alcanzado un óptimo local restringido.

En los problemas diferenciables de optimización no restringida la condición necesaria para que una solución sea un mínimo local es que se anule el gradiente.

Por el contrario, esta propiedad no es cierta para problemas diferenciables restringidos. Las condiciones de Karush–Kuhn–Tucker generalizan la condición necesaria desarrollada para problemas no restringidos a los problemas con restricciones.

e) Condiciones de Karush–Kuhn–Tucker (CKKT). El vector \bar{x} satisface las CKKT para PPNL si existe un par de vectores λ y μ tales que

$$\nabla f(x) + \sum_{k=1}^l \lambda_k \nabla h_k(x) + \sum_{j=1}^m \mu_j \nabla g_j(x) = 0 \quad (2.3.3)$$

$$h_k(x) = 0, k = 1, \dots, l \quad (2.3.4)$$

$$g_j(x) \leq 0, j = 1, \dots, m \quad (2.3.5)$$

$$\mu_j g_j(x) = 0, j = 1, \dots, m \quad (2.3.6)$$

$$\mu_j \geq 0, j = 1, \dots, m \quad (2.3.7)$$

Los vectores μ y λ se denominan *multiplicadores de Kuhn–Tucker*. La condición (2.3.6) es conocida con el nombre *condición de complementariedad*, la condición (2.3.7) requiere la no negatividad de los multiplicadores, y es llamada *condición de factibilidad dual*, y (2.3.4)–(2.3.5) se denominan *condiciones de factibilidad primal*.

Considérese el caso de una restricción de igualdad (figura 2.3.2). Satisfacer la restricción equivale a moverse a lo largo de la curva definida por esta restricción. Las curvas de nivel de la función objetivo son de tal forma que el valor de la

función objetivo decrece cuando se lleva a cabo un desplazamiento a lo largo de esta curva según las direcciones de la figura 2.3.2

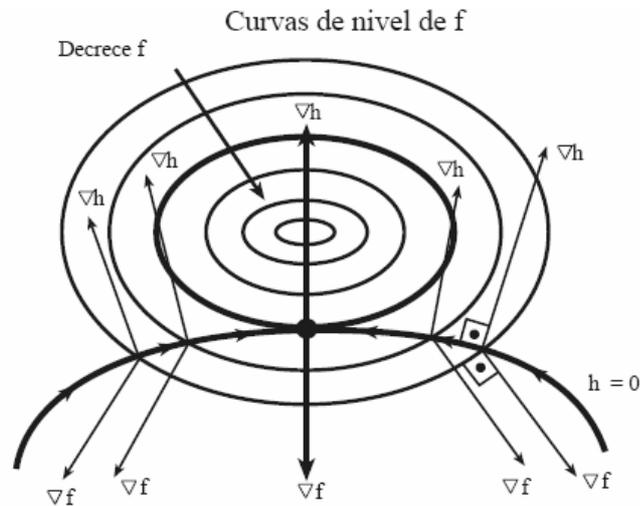


Figura 2.3.2⁶: Ilustración de las condiciones de Karush-Tucker para el caso de una restricción de igualdad y dos variables.

Como conclusión, el mínimo (local) se alcanza en un punto en el que el gradiente de la función objetivo y el de la restricción son linealmente dependientes. Esto es lo que representan las condiciones de optimalidad de primer orden (figura 2.3.2).

Ahora se considerará el caso de una restricción de desigualdad (figura 2.3.3), que separa el plano \mathbb{R}^2 en dos regiones. En una de ellas la restricción es satisfecha,

mientras que en la otra no lo es. La región factible incluye esta región y la curva que define su frontera. Si el mínimo de la función objetivo se alcanza en el interior de la región factible, la restricción no está activa y el

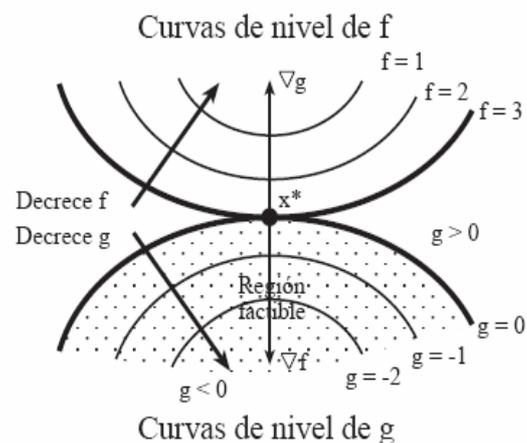


Figura 2.3.3⁶: Ilustración de las condiciones de Karush-Tucker para el caso de una restricción de desigualdad dos variables.

correspondiente multiplicador vale cero (figura 2.3.3). Por el contrario, si el mínimo se alcanza en la frontera, la restricción está activa. En este caso, el problema es

⁶, ⁶ Figura tomada de la referencia bibliográfica [9]

equivalente al obtenido al exigir que la restricción se satisfaga con igualdad. Además, estos vectores tienen sentidos opuestos debido a que la función objetivo aumenta cuando uno se mueve hacia el interior de la región mientras que la restricción tiende a ser negativa y por tanto a disminuir. El multiplicador es entonces positivo o cero. Esto es lo que establecen las condiciones de optimalidad en esta situación.

La figura (2.3.4) ilustra de forma análoga las condiciones KKT para el caso de dos restricciones de desigualdad y dos variables.

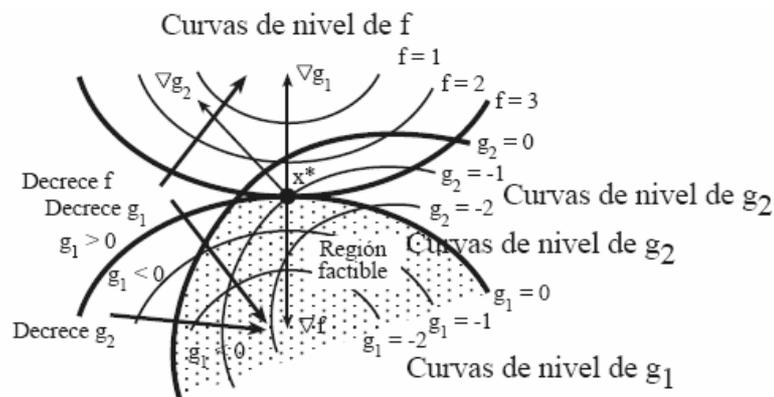


Figura 2.3.4⁷: Ilustración de las condiciones de Karush-Tucker para el caso de dos restricciones de desigualdad y dos variables.

2.3.3.3 Convexidad

Debido a que la diferenciabilidad es un concepto local (sólo depende de los valores que toma la función en un entorno del punto) esta propiedad permite caracterizar los mínimos locales, sin embargo no es posible emplearla para caracterizar los mínimos globales del PPNL. Por ese motivo, para poder caracterizar los mínimos globales, se añade una nueva exigencia a las funciones que definen el PPNL. La propiedad de *convexidad* de las funciones permite garantizar que todo óptimo local del PPNL también lo es global.

f) Función convexa. Sea $f: S \rightarrow \mathbb{R}$, donde S es un conjunto no vacío de \mathbb{R}^n . La función f se dice que es convexa en S si para cualquier par de puntos \mathbf{x}^1 y \mathbf{x}^2 , y cualquier escalar λ que cumpla $0 \leq \lambda \leq 1$, se tiene

⁷ Figura tomada de la referencia bibliográfica [9]

$$f(\lambda \mathbf{x}^1 + (1 - \lambda) \mathbf{x}^2) \leq \lambda f(\mathbf{x}^1) + (1 - \lambda)f(\mathbf{x}^2). \quad (2.3.8)$$

Si la desigualdad se satisface estrictamente en (2.3.8), se dice que f es estrictamente convexa. Similarmente, una función f es cóncava si se cumple la relación (2.3.8) con la desigualdad inversa, esto es, si la función $(-f)$ es convexa. La figura 2.3.5 muestra tres ejemplos, uno de una función convexa, otro, de una cóncava; y otro, de una función que no es ni cóncava ni convexa.

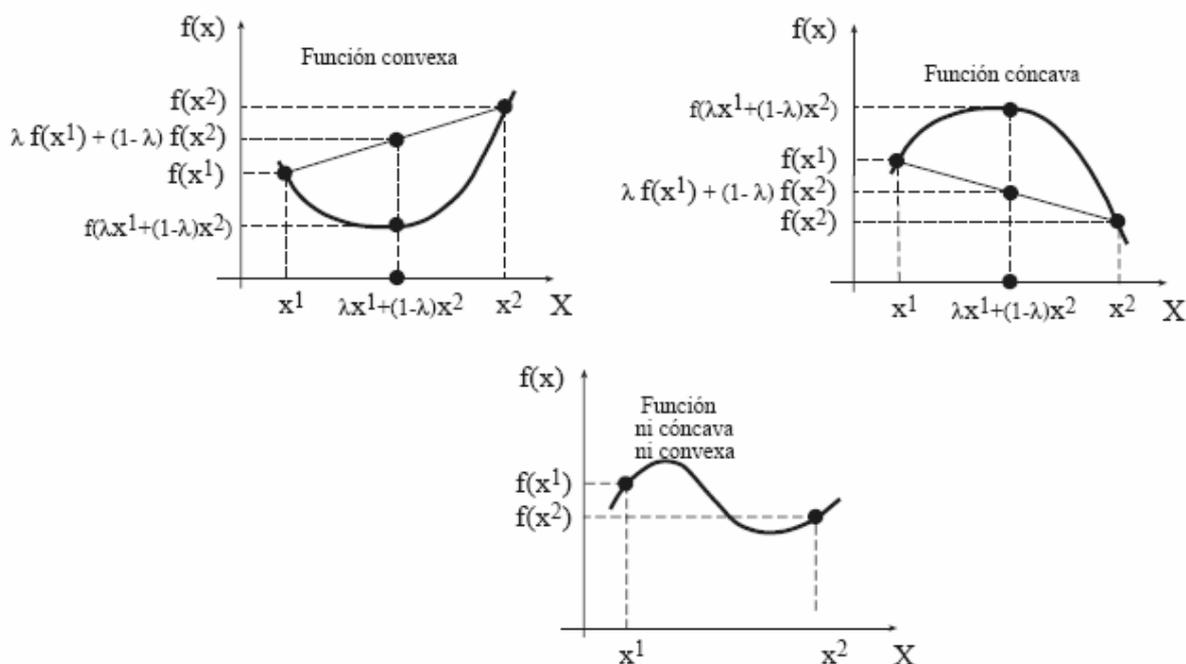


Fig. 2.3.5⁸: Funciones convexas, cóncava y ni convexa ni cóncava

A groso modo se dice que una función es convexa si la recta que une dos puntos cualesquiera de la curva está por encima de la curva. Y una función es cóncava si la recta que une dos puntos cualesquiera de la curva está por debajo de la curva.

2.3.4 Métodos de resolución del problema

Si la función objetivo f es lineal y el espacio restringido es un poli topo (polígono bidimensional de cualquier dimensión), el problema es de Programación lineal y puede resolverse utilizando alguno de los bien conocidos algoritmos de programación lineal.

^{8 8} Figura tomada de la referencia bibliográfica [9]

Si la función objetivo es cóncava (problema de maximización), o convexa (problema de minimización) y el conjunto de restricciones es convexo, entonces se puede utilizar el método general de Optimización convexa

Existe una variedad de métodos para resolver problemas no convexos. Uno de ellos consiste en utilizar formulaciones especiales de problemas de programación lineal. Otro método implica el uso de técnicas de Ramificación y poda, cuando el problema se divide en subdivisiones a resolver mediante aproximaciones que forman un límite inferior del costo total en cada subdivisión. Mediante subdivisiones sucesivas, se obtendrá una solución cuyo costo es igual o inferior que el mejor límite inferior obtenido por alguna de las soluciones aproximadas. Esta solución es óptima, aunque posiblemente no sea única. El algoritmo puede ser parado antes, con la garantía de que la mejor solución será mejor que la solución encontrada en un porcentaje acotado. Ello se utiliza en concreto en problemas importantes y especialmente difíciles y cuando el problema cuenta con costos inciertos o valores donde la incertidumbre puede ser estimada en un grado de fiabilidad apropiado.

Las condiciones de Karush-Kuhn-Tucker proporcionan las condiciones necesarias para que una solución sea óptima.

Todas estas soluciones, se han reducido a algoritmos computacionales los mismos que se mencionaran seguidamente.

2.3.5 Métodos computacionales para programación no lineal

En general, estos métodos generan una sucesión de puntos cuyo límite es una solución del problema bajo estudio. Para asegurar la convergencia, se debe suponer que el PPNL es un problema convexo diferenciable. No obstante, en la práctica, estos algoritmos son aplicables incluso cuando no se satisfacen estas condiciones de convergencia.

El criterio de parada se basa, usualmente, en las condiciones de optimalidad de KKT. Cuando un punto de la sucesión generada las satisface con una cierta tolerancia, el procedimiento se detiene y el punto correspondiente se considera como un mínimo local.

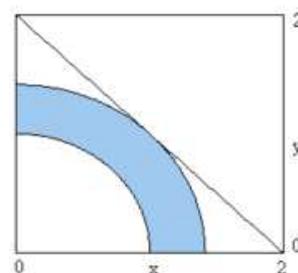
Los problemas de optimización con restricciones se resuelven convirtiéndolos en otros equivalentes sin restricciones. Estos métodos de optimización con restricciones se desarrollan sobre la base de que existen algoritmos para la resolución de los problemas sin restricciones que, son un caso especial de los problemas con restricciones donde el dominio de definición es $S = \mathbb{R}^n$.

Los problemas de optimización con restricciones se pueden resolver usando fundamentalmente las siguientes familias de métodos:

1. *Métodos duales*: que resuelven el problema dual en lugar del primal.
2. *Métodos de penalizaciones*: que transforman el problema con restricciones en una sucesión de problemas sin restricciones. Las restricciones se introducen en la función objetivo mediante la llamada función de penalización–barrera y un adecuado parámetro de penalización.
3. *Método de los multiplicadores o del Lagrangiano aumentado*: éste es un método de penalizaciones (cuadráticas), en el que en lugar de incorporar las restricciones en la función objetivo se añaden a la función Lagrangiana.
4. *Métodos de direcciones factibles*: esta clase de métodos extiende los algoritmos de direcciones de descenso analizados en la sección anterior al caso de problemas con restricciones. En este contexto se fuerza a las direcciones de búsqueda, además de ser de descenso, a que den lugar a desplazamientos dentro de la región factible.
5. *Métodos de programación cuadrática secuencial*: que resuelven una sucesión de problemas cuadráticos que aproximan iterativamente al problema original.

Ejemplos

Ejemplo bidimensional



La intersección de la línea con el espacio de restricciones representa la solución

Un problema sencillo puede definirse por las restricciones:

$$x_1 \geq 0$$

$$x_2 \geq 0$$

$$x_1^2 + x_2^2 \geq 1$$

$$x_1^2 + x_2^2 \leq 2$$

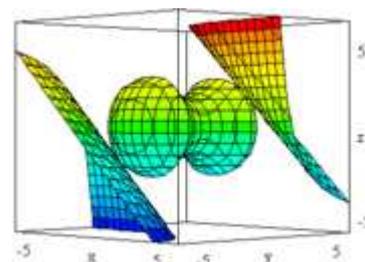
Con una función objetivo a maximizar

$$f(\mathbf{x}) = x_1 + x_2$$

Donde $\mathbf{x} = (x_1, x_2)$

Ejemplo tridimensional

La intersección de la superficie superior con el espacio de restricciones en el centro representa la solución



Otro problema simple se define por las restricciones: $x_1^2 - x_2^2 + x_3^2 \leq 2$

$$x_1^2 + x_2^2 + x_3^2 \leq 10$$

Con una función objetivo a maximizar

$$f(\mathbf{x}) = x_1x_2 + x_2x_3$$

Donde $\mathbf{x} = (x_1, x_2, x_3)$

Los ejemplos ilustrados presentan la solución del problema no lineal de forma general, el interesado puede consultar la teoría básica y las formas de solución de la programación no lineal en las referencias que son mencionadas en la parte posterior de la tesis

2.4. Actividades del Sistema Eléctrico.

El conjunto de actividades involucradas en un Sistema Eléctrico se puede sintetizar en la Figura 2.4

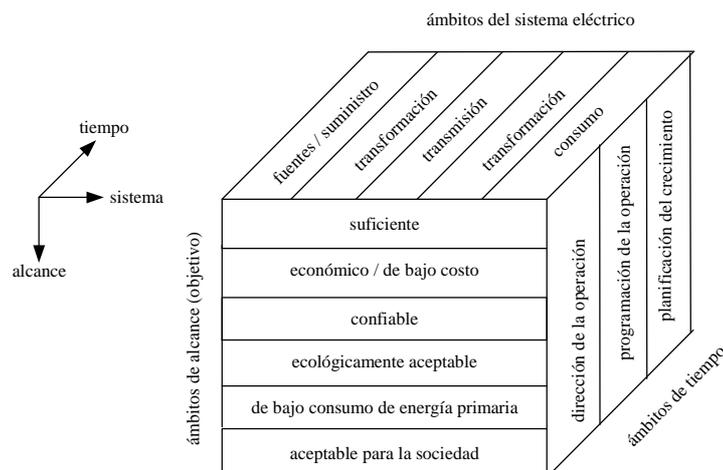


Figura 2.4 Contexto general de actividades en los Sistemas de Energía Eléctrica

El ambiente del Sistema Eléctrico se refiere a los subsistemas parciales (generación, transmisión, distribución y los consumidores). El ambiente del alcance se vincula con el objetivo de la actividad a desarrollar, que puede incorporar exigencias físicas, técnicas, económicas, medioambientales, etc. al suministro de energía eléctrica. El ambiente de tiempo se relaciona con el periodo que abarca la actividad a desarrollar y se divide en crecimiento y en operación.

El crecimiento de demanda se vincula la Expansión del sistema eléctrico, que investiga la evolución futura del sistema eléctrico y que incluye periodos de planificación de hasta 30 años. Por otro lado, es tarea de la Operación del Sistema la decisión de la puesta en servicio de instalaciones de generación, transmisión y distribución a los efectos de cubrir la demanda en cada instante en forma técnica y económicamente óptima. En esta actividad se puede discernir entre la Programación de la Operación a largo, mediano y corto plazo.

El consumo de energía, la disponibilidad de recursos fósiles, los aportes de ríos, etc. son de vital importancia en la Planificación del Crecimiento y en la Programación de la Operación.

2.4.1 Planificación de la expansión del sistema

Comprende todos los cambios en la estructura del sistema. La potencia máxima que será requerida por los consumidores representa un indicador básico para una adecuada planificación de la expansión del sistema. Se requiere conocer la demanda de partida y su evolución esperada en el tiempo (pronóstico de mediano y largo plazo).

Los periodos de análisis incluyen varios años hacia el futuro (2 a 20 años) y se necesita una representación de la demanda a nivel mensual, estacional y en algunos casos anual. Un aspecto importante a considerar son los escenarios alternativos dado el carácter aleatorio de la demanda.

Debe preverse tanto un sistema de generación que permita satisfacer la demanda máxima, más la reserva de potencia en cantidad suficiente para garantizar niveles mínimos de confiabilidad, como también un sistema de transmisión que posibilite el transporte de la energía desde los centros de generación hasta los consumidores al mínimo costo.

2.4.2 Programación de la Operación

La Programación de la Operación de los Sistemas Eléctricos de Potencia es un problema de optimización, el objetivo es determinar el programa de generación minimizando 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.

La cantidad de sub-problemas en los cuales se divide la Programación de la Operación difiere en función del sistema eléctrico, del nivel de decisión y del horizonte de influencia.

Una de las posibles divisiones empleada, cuando el sistema es hidro-térmico, consiste de tres sub-problemas los cuales establecen una cadena como la mostrada en la figura 2.4.1

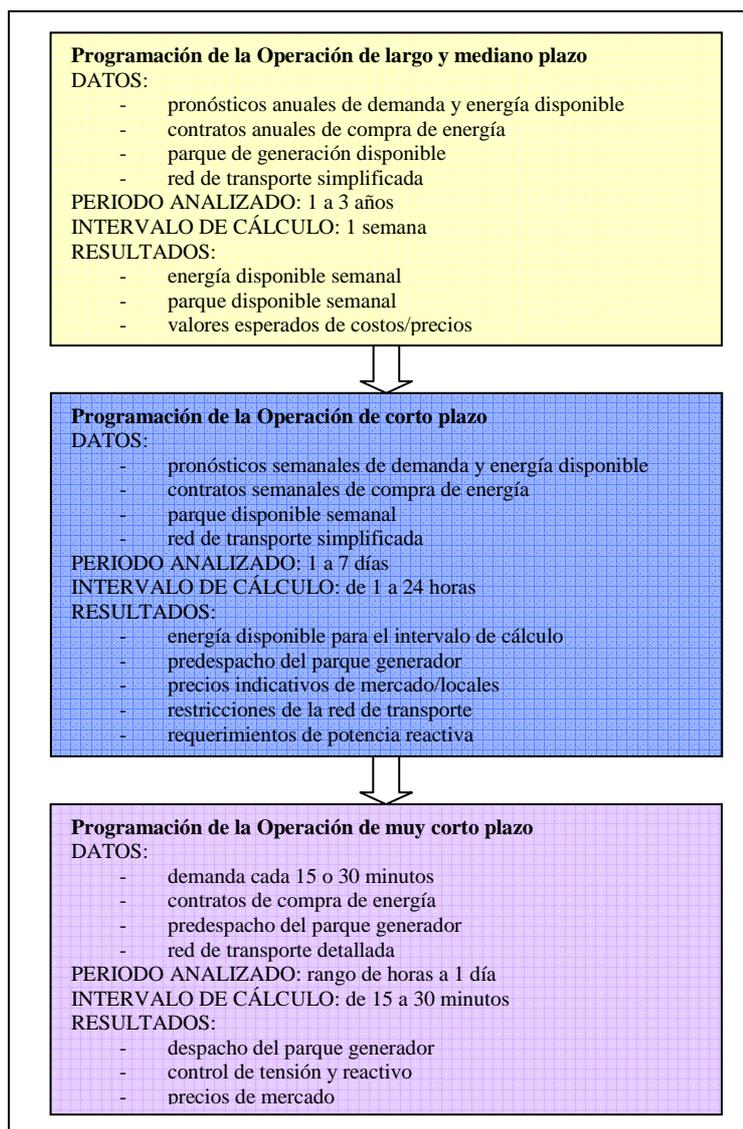


Figura 2. 4.1 [11]

Este es un esquema jerárquico y secuencial de optimizaciones superpuestas. Cada sub-problema realiza la optimización dentro del espacio definido por el nivel superior y determina el área de búsqueda del nivel inferior.

2.4.3 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.

Los resultados obtenidos se utilizan principalmente en la planificación de la expansión del sistema eléctrico, en los estudios de tarifas, en el establecimiento de una estrategia de movimiento de agua y previsión de combustible.

2.4.4 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 de tal forma que se considera de manera 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.

Como resultado de esta optimización se obtienen los valores esperados de las variables operativas, los volúmenes de agua turbinados y vertidos, el valor del agua y la evolución del estado de llenado de los embalses.

2.4.5 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 ésta 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.

Si durante la ejecución del despacho semanal no se puede encontrar una solución al problema de optimización planteado satisfaciendo todas las restricciones, se procederá a relajar las restricciones en una secuencia ordenada por prioridad hasta alcanzar una solución, la misma que será validada por el área de estudios eléctricos para garantizar condiciones de operación adecuadas así como los márgenes de reserva requeridos para seguridad del sistema.

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 centralmente, el Despacho Horario 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 donde las restricciones ínter temporales son tomadas en cuenta y las funciones de costos según como se modelen pueden ser lineales, no lineales, continuas o discontinuas, y la red de transmisión es representada por un único nodo (barra única). En la siguiente fase, que corresponde a la optimización de la red de transmisión, las restricciones son estáticas mientras que la función objetivo, considera solo costos variables de operación de las centrales generadoras. Estos dos sub problemas son llamados el pre-despacho (Unit Commitment / Selección de Unidades) y el Despacho Económico respectivamente.

2.4.5.1 SELECCIÓN DE UNIDADES (UNIT COMMITMENT)

El operador del sistema eléctrico tiene la dificultad de decidir cómo resolver el problema de la cobertura de una demanda que varía en función del tiempo. De acuerdo a las políticas energéticas y el horizonte de estudio, se considera la selección de unidades como una opción estratégica para resolver el problema de despacho, en la cual las centrales eléctricas disponibles tienen que estar en línea cumpliendo ciertas características operativas y técnicas, el despacho puede ser en períodos horarios o en fracciones de hora.

La selección de unidades o unit commitment (U.C.), como se menciono, se refiere a la opción estratégica que se realizará para determinar cuáles de las centrales eléctricas disponibles se deben considerar para proveer electricidad por lo tanto el U.C. prepara un sistema de plantas, las mismas que tienen una amplia

variedad de parámetros, de aspectos tecnológicos (tales como tiempo mínimo de la operación maximum up time, tiempo mínimo fuera de la operación minimum up time, el tiempo máximo de operación, etc.) así como consideraciones económicas (tales como costos del start-up o arranque y costos operacionales) y de elementos sociales (tales como disponibilidad del personal entre otras) y estipula en qué período tienen que estar en línea y listas para despacharlas para reducir al mínimo los costos de la generación eléctrica.

La formulación matemática y resolución de la selección de unidades es compleja ya que el carácter matemático de la misma es de tipo combinatoria de alta dimensionalidad del espacio de solución, existe un número exponencial de soluciones enteras factibles esto implica el uso de variables de decisión binarias (0-1) para representar el estado del generador, su método de solución es mediante programación entero-mixta. La mayoría de los modelos de U.C. que se han desarrollado anteriormente soportaban hasta un máximo de cincuenta a setenta unidades generadoras para realizar la optimización y para encontrar una solución factible se requería el uso de técnicas heurísticas que podían hasta un cierto punto garantizar un óptimo global. El desarrollo de la tecnología computacional cada vez más avanzada, ha hecho que este impedimento se haya rezagado y en la actualidad para el sistema de potencia que se necesite optimizar no se limita el número de centrales eléctricas consideradas.

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. Las restricciones, del problema 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.

2.4.5.2 DESPACHO ECONÓMICO

Una vez definido la selección de unidades y contando con la modelación de la red de transmisión del sistema de potencia, se procede a realizar el Despacho Económico, que determina la potencia efectiva y la operación del parque generador para producir energía y servir confiablemente a los consumidores. La solución se obtiene para el estado actual de la red y no considera los períodos futuros. La solución clásica a este problema de optimización se da por el método de Multiplicadores de Lagrange, la función objetivo de la 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 nodal de potencia activa y reactiva
- Límites de generación de potencia (activa y reactiva)
- Voltajes de nodo dentro de un límite superior e inferior

3. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA Y METODOLOGÍA DE SOLUCIÓN

El problema a resolver, es el despacho económico del día 21 de febrero del 2007. Para el efecto se considera las indisponibilidades de las unidades, la demanda del sistema y la importación de energía desde Colombia a Ecuador. El día tomado como caso de estudio esta dentro de un periodo de estiaje con una cuota de energía hidráulica baja, por lo cual la mayor cantidad de unidades despachadas son de tipo térmico.

El planteamiento del problema se basa en realizar una selección de unidades para un periodo de 24 horas, en función de los generadores disponibles para el

día de estudio. La selección de unidades es hecha solo para el parque generador térmico en barra única y considerando restricciones operativas, técnicas y de combustible. La cuota energética para la central de Paute, la demanda eléctrica y la interconexión con Colombia se asume que son datos fijos del problema. El objetivo es minimizar el costo total dado por la suma del costo operativo y el costo de arranque de las unidades.

El resultado de la selección de unidades sirve como dato de entrada para proceder a realizar el flujo óptimo de potencia del sistema, en este se incluye la red de transmisión ecuatoriana, la generación hidráulica, considerando que su producción de potencia activa es constante al igual que la importación con Colombia. El objetivo de este problema es minimizar el costo operativo de las unidades despachadas optimizando los niveles de voltaje en cada una de las barras del sistema lo que implica un mejoramiento en la calidad del servicio.

3.1 Selección de unidades

3.1.1 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.

3.1.1.1 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 caso de estudio se considera la regulación CONELEC 003/03 que establece el procedimiento para definir y declarar los Costos Variables de Producción de las centrales de generación tanto térmicas, hidráulicas de pasada e hidráulicas con capacidad de regulación inferior a la mensual

El Costo Variable de Producción es aquel necesario para operar y mantener la unidad o planta generadora y que cambia en función de la energía producida y se define como:

$$CVP = CC+CTC+CLYO+CAP+ CM+CVIAM+CEE \quad (3.1.1)$$

CVP	<i>Los Costos Variables de Producción en (US\$/kWh)</i>
CC	<i>Costos de combustible (CC) (US\$ / kWh)</i>
CTC	<i>Costos de transporte de combustible (US\$ / kWh)</i>
CLYO	<i>Costos de lubricantes, productos químicos y otros insumos (US\$ / kWh)</i>
CAP	<i>Costo del agua potable (US\$/ kWh)</i>
CM	<i>Costos de Mantenimiento (US\$/ kWh)</i>
CVIAM	<i>Los costos variables de operación y mantenimiento de los equipos e instalaciones destinados al control y mitigación del impacto ambiental, durante el ciclo operativo, (US\$/kWh)</i>
CEE	<i>Costo de Energía Eléctrica para servicios auxiliares (CEE) (US\$/kWh)</i>

Para mayor información acerca de los costos antes redactados acudir a la REGULACIÓN 003/03 DEL CONELEC

3.1.1.2 Costo de arranque

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 que 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.

De acuerdo a la metodología se aplica la siguiente fórmula:

$$CAP = \frac{A * FRC * I * C}{8760} \quad (3.1.2)$$

Donde:

- CAP**= Costos de Arranque- Parada.
A = Porcentaje de la inversión total del equipo que se envejece o afecta por el proceso de arranque y parada.
FRC = Factor de recuperación del capital.
I = Inversión total actualizada en dólares americanos (US \$).
C = Tiempo en horas de funcionamiento equivalente al arranque-parada (horas) para una parada mayor de 48 horas.

El Factor de Recuperación de Capital (FRC) se calcula con la siguiente expresión:

$$FRC = \frac{i * (1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \quad (3.1.3)$$

Donde:

- n = vida útil media en años.
 i = tasa de descuento.

Los costos de arranque – parada, calculados con la fórmula indicada, se expresarán en dólares; se aplicarán los siguientes parámetros para centrales turbo-vapor que operan en el Sistema Nacional Interconectado.

- n = 30 años i = tasa de descuento fijada en el Pliego tarifario vigente
 A = 0.25 C = Ver detalle

Los valores de **C** que se indican, incluyen la incidencia de otros componentes involucrados en el proceso de arranque tales como combustible, energía eléctrica, agua, productos químicos, etcétera. Estos valores son:

- **C** = 40 horas para una parada mayor de 48 horas y hasta de 360 horas.
- **C** = 45 horas para una parada mayor de 360 horas y hasta de 720 horas.

- $C = 50$ horas para una parada mayor de 720 horas.

3.1.2 Restricciones

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

3.1.2.1 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 ésta restricción produce variaciones en la frecuencia nominal de trabajo produciendo efectos indeseables en el sistema:

$$\sum_{j=1}^J p_{jk} = D_k \quad \forall k \quad (3.1.4)$$

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

$$\sum_{j=1}^J \bar{P}_j \cdot v_{jk} \geq D_k + R_k \quad \forall k \quad (3.1.5)$$

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.

3.1.2.1 Restricciones individuales.

- Límite de generación de las unidades.

Para la selección de unidades, esta restricción considera solo la potencia activa para poder satisfacer la demanda impuesta, dichos límites se establecen por la cantidad de potencia mecánica que puede entregar la turbina.

- Límite de generación de potencia activa.

$$P_{-j} v_{jk} \leq p_{jk} \leq \bar{P}_j v_{jk} \quad \forall j, k \quad (3.1.6)$$

donde

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

- Tiempo mínimo fuera de servicio.

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

$$v(j, A) \leq 1 + v(j, k) - v(j, k - 1) \quad (3.1.7)$$

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

Donde

T_{down} = El mínimo número de horas de la unidad j que debe quedar encendida o en línea después de haber sido arrancada.

- Tiempo mínimo de funcionamiento:

Es el tiempo mínimo de funcionamiento que la unidad debe de estar en servicio una vez que es sincronizada al sistema.

$$v(j, A) \geq v(j, k) - v(j, k - 1) \quad (3.1.8)$$

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

Tup = El mínimo número de horas de la unidad i que debe quedar apagada o fuera de línea después de haber sido apagada.

- **Variación de toma de carga (Ramping).**

La velocidad de toma de carga de una unidad generadora depende del tipo de turbina al cual este asociado el generador y tiene una limitación:

Las restricciones de rampa de subida han de satisfacerse:

$$p_{jk+1} - p_{jk} \leq S_j \quad \forall j, k = 0, \dots, K-1 \quad (3.1.9)$$

Donde $p_{j0} = P_j^0$

Las restricciones de rampa de bajada han de satisfacerse:

$$p_{jk} - p_{jk+1} \leq T_j \quad \forall j, k = 0, \dots, K-1 \quad (3.1.10)$$

donde

S_j	Rampa máxima de subida de carga de la central j
T_j	Rampa máxima de bajada de la central j .

- **Tiempo máximo de operación de las unidades térmicas**

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

$$\sum_{k=0}^{\min(T-K, Tmu(j)+1)} v(j, k+A) \leq Tmu(j) \quad j \in MUC; k = 2, \dots, T-1 \quad (3.1.11)$$

Donde

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

$Tmu(j)$ 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.

$$\sum_k^T \frac{P_{jk}}{rend_j} \leq \vartheta_{comb} \quad (3.1.12)$$

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 Pucara y Paute. Ya que el despacho térmico es sensible a la variación de dicha cuota.

$$\sum_k^T p_{jk} \leq \sigma_j^{Cuota\ energética} \quad (3.1.13)$$

Donde $\sigma_j^{Cuota\ energética}$ 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 maquinas hidráulicas:

- Se coloca la potencia mínima a despachar de cada una respectivamente, pero sin ser consideradas dentro de la selección de unidades, lo que implica que no dependen de la variable binaria de decisión.

$$p_{jk} \geq P_{-j} \quad \forall j \in \text{Hidráulicas}, k \quad (3.1.14)$$

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

$$p_{jk} \leq \bar{P}_j \quad \forall k, j = \text{Pucara} \quad (3.1.15)$$

$$p_{jk} \leq \bar{P}_{jk} \quad \forall k, j = \text{Paute} \quad (3.1.16)$$

Donde \bar{P}_{jk} se calcula de la siguiente forma $\bar{P}_{jk} = Pot_{instalada} - (4\% Demanda_k)$

Donde $Pot_{instalada}$ es la potencia instalada de la central que equivale a 1075 MW para Paute, mientras que la $Demanda_k$ es la demanda horaria del sistema.

3.2 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 y minimizando los costos variables del parque generador.

3.2.1 FUNCION 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 emplea en la regulación CONELEC 003/03 mencionada anteriormente.

3.2.2 Restricciones

La solución de este 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

Estas restricciones no son más que las ecuaciones de flujo de potencia y se expresan como:

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

$$Q_i = -b_{ii}V_i^2 + V_i \sum_{j \in N} V_j (g_{ij} \sin(\theta_i - \theta_j) - b_{ij} \cos(\theta_i - \theta_j)), i \in N$$
(3.2.1)

donde

P_i, Q_i potencia activa y reactiva que se inyecta en el nodo i .
 V_i, V_j módulos de tensión en el nodo i y el nodo 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 nodal.
b_{ij}	ij -ésimo elemento de la matriz de susceptancia nodal.
N	cantidad total de nodos del sistema.

- Límites de voltaje

Definir límites a las magnitudes de voltaje de los nodos del sistema establece un nivel de calidad para el producto técnico y asegura la eficacia del funcionamiento del sistema.

$$V_{\min} \leq V_n \leq V_{\max}; n = 1, \dots, N \quad (3.2.2)$$

donde

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

V_n voltaje en el nodo n .

N número de nodos.

- 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 dos restricciones.

$$P_j \leq p_{jk} \leq \bar{P}_j \quad \forall j, k \quad (3.2.6)$$

$$Q_j \leq Q_{jk} \leq \bar{Q}_j \quad \forall j, k \quad (3.2.7)$$

Donde j = unidades de generación

k = periodo de tiempo (horas)

3.3 Formulación general.

La formulación matemática general del problema es la minimización de una función objetivo sujeta a restricciones de igualdad y desigualdad, en forma resumida se tiene que la formulación del problema de selección de unidades está dado por:

Función objetivo:

$$\text{Min } Z = \sum_{k=1}^K \sum_{j=1}^J [B_j p_{jk} v_{jk} + C_j y_{jk}]$$

Sujeto a:

$$\sum_{j=1}^J p_{jk} = D_k \quad \forall k$$

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

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

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

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

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

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

$$p_{jk+1} - p_{jk} \leq S_j \quad \forall j, k = 0, \dots, K-1$$

$$p_{jk} - p_{jk+1} \leq T_j \quad \forall j, k = 0, \dots, K-1$$

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

$$\sum_k^T p_{jk} \leq \sigma_j \text{ Cuota energetica}$$

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

$$p_{jk} \leq \bar{P}_j \quad \forall k, j = \text{Pucara}$$

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

$$\sum_{k=1}^K \sum_{j=1}^J \frac{p_{jk}}{\text{Re nd } j} = \text{Comb}T \quad \forall J$$

DATOS:

K	El número de los períodos de tiempo (hrs.) que se consideraba al
---	--

	desarrollar el horario de la selección de unidades
C_j	Costo de arranque de la central j
B_j	Costo variable de la central j .
\bar{P}_j	El límite superior de la generación disponible de la unidad j
P_{-j}	El límite inferior de la generación disponible de la unidad j
T_j	Rampa máxima de bajada de la central j
S_j	Rampa máxima de subida de carga de la central j
P_j^0	producción de la central j en el período anterior al del comienzo del horizonte de planificación
V_j^0	Constante binaria que toma el valor 1 si la central j está funcionando en el período previo al de comienzo del horizonte de planificación, y 0, en otro caso
J	Número de centrales de producción
D_k	Demanda en el período k
R_k	Reserva requerida en el período k
v_{jk}	1 Si la unidad i esta encendida (o en línea) durante el período t ; 0 en caso contrario
T_{up}	El mínimo número de horas de la unidad j que debe quedar encendida o en línea después de haber sido prendida.
T_{dow}	El mínimo número de horas de la unidad j que debe quedar apagada o fuera de línea después de haber sido apagada.
$T_{mu}(j)$	Máximo tiempo que la planta j puede permanecer en línea (horas)
σ_j <i>Cuota energetica</i>	Cuota energética de la unidad j .
$Rend_j$	Rendimiento de la unidad j (MW/galón)

VARIABLES

y_{jk}	variable binaria que toma el valor 1, si la central j se arranca al comienzo del período k y 0, en otro caso
p_{jk}	producción de la central j durante el período k
V_{jk}	Vale 1 si el generador j esta acoplado en el período k

Resuelto el problema de la selección de unidades, el mismo que combina variables enteras binarias, se procede a colocar las unidades despachadas en el problema de flujo óptimo de potencia cuya formulación esta dada por:

Función objetivo:

$$\text{Min } Z = \sum_{i=1}^I [B_i P_i]$$

Sujeto a:

$$P_{-i} \leq p_i \leq \bar{P}_i \quad \forall i$$

$$Q_{-i} \leq q_i \leq \bar{Q}_i \quad \forall i$$

$$\delta_{-j} \leq \delta_j \leq \bar{\delta}_j \quad \forall j$$

$$V \min_j \leq V n_j \leq V \max_j \quad \forall j$$

$$P_i - P_{car_j} - g_{ii} V_i^2 - V_i \sum_{j \in N} V_j (g_{ij} \cos(\theta_i - \theta_j) + b_{ij} \sin(\theta_i - \theta_j)) = 0, i \in N$$

$$Q_i - Q_{car_j} + b_{ii} V_i^2 - V_i \sum_{j \in N} V_j (g_{ij} \sin(\theta_i - \theta_j) - b_{ij} \cos(\theta_i - \theta_j)) = 0, i \in N$$

DATOS:

I	El número de las centrales
B_i	Costo variable de la central i.
\bar{P}_i	El límite superior de la generación disponible de la unidad i
P_{-i}	El límite inferior de la generación disponible de la unidad i
$V \min_j$	Voltaje mínimo en el nodo j
$V \max_j$	Voltaje máximo en el nodo j
$V n_j$	Voltaje nominal en el nodo j
J	Número de nodos
P_{car_j}	Carga en el nodo j
g_{ii}	Conductancia Referente a un mismo nodo
g_{ij}	Conductancia Referente a dos nodos
b_{ii}	Suceptacia Referente a un mismo nodo

b_{ij}	Suceptacia Referente a dos nodos
----------	----------------------------------

VARIABLES

V_j	Módulos de las tensiones nodales
P_j	Potencias activas de generación
δ_j	Ángulos de las tensiones nodales
Q_j	Potencias reactivas de generación

4. Ejemplos de aplicación y análisis de los resultados

4.1 Caso Base

El caso base a desarrollar considera el problema de selección de unidades con indisponibilidades de ciertas centrales térmicas del sistema nacional interconectado. 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 Pucara mientras que la restricción de combustible se considera relajada. Para la solución del problema de selección de unidades no se incluyó la interconexión internacional con Colombia ni tampoco la generación hidráulica.

Una vez obtenido el resultado de la selección de unidades, se procede a realizar un flujo de potencia con las unidades seleccionadas. Finalmente los datos que resultan del flujo de potencia son los valores iniciales para realizar el flujo óptimo, el mismo que se encarga de reducir el costo total de operación del sistema y establece niveles de voltaje aceptables que permiten reducir las pérdidas. Los valores obtenidos se muestran en el ANEXO1.

4.2 Caso de aumento de cuota energética hidráulica y reducción de Combustible (CASO UNO)

Este caso tiene la misma estructura del caso base, la cuota energética establecida por políticas de operación sufre un incremento respecto al caso base para la central hidráulica Paute mientras que se mantiene la cuota energética establecida para la central de Pucara y se realiza una reducción de la cantidad de combustible (diesel). Nótese que se logra activar la restricción de combustible. Los datos que resultan del flujo de potencia son los valores iniciales para la ejecución del flujo óptimo de potencia que será analizado para cada uno de los estados de demanda evaluados. Los valores obtenidos se muestran en el ANEXO2.

4.3 *Caso de reducción de la cuota energética y aumento de combustible (CASO DOS)*

En este último caso de estudio se tiene que para la modelación de la selección de unidades se mantienen las premisas del caso base, se utiliza una cuota energética para la central hidráulica Paute menor a la establecida por las políticas de operación y el nivel de combustible es el suficiente como para no activar la respectiva restricción. El procedimiento para los cálculos del flujo de potencia y flujo óptimo es el mismo que se ha utilizado en el caso base. Los valores obtenidos se muestran en el ANEXO3.

4.4 ANALISIS DE RESULTADOS

La selección horaria de unidades tanto del caso base como del caso uno se muestran en la figura 4.1 y figura 4.2 respectivamente. Se observa que el aumento de la cuota energética en la central Paute y la reducción de combustible diesel considerados en el caso uno produce un despacho más económico con respecto al despacho del caso base, esto responde al hecho que la potencia que deben entregar las unidades de diesel se ve reducida por el incremento de potencia en las unidades hidráulicas de la central Paute.

En las figuras mencionadas se muestran variaciones existentes entre algunas unidades de gran capacidad como son: la unidad Gas Aníbal Santos U3, Gas Pascuales, Electroquil U3, Electroquil U4, Santa Rosa U1, entre otras. En las figuras siguientes se podrá apreciar de mejor manera las diferencias de los despachos según un desglose de las unidades de generación por tipo de combustibles y tipo de centrales.

GRAFICAS DE LA SELECCIÓN DE UNIDADES (Caso base y Caso Uno)

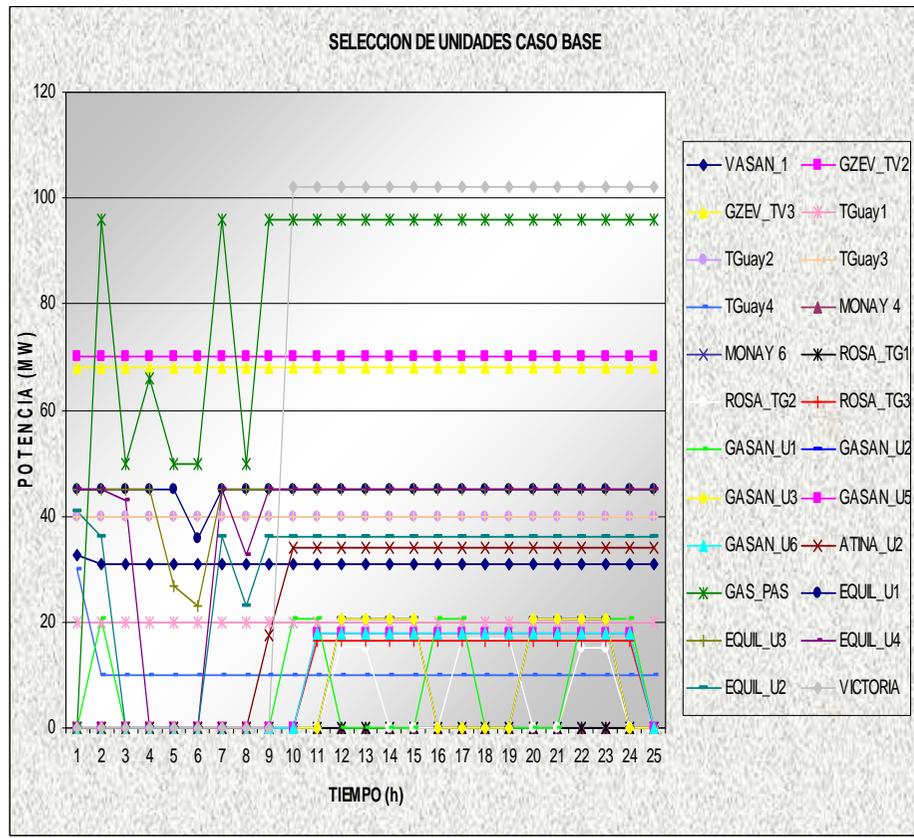
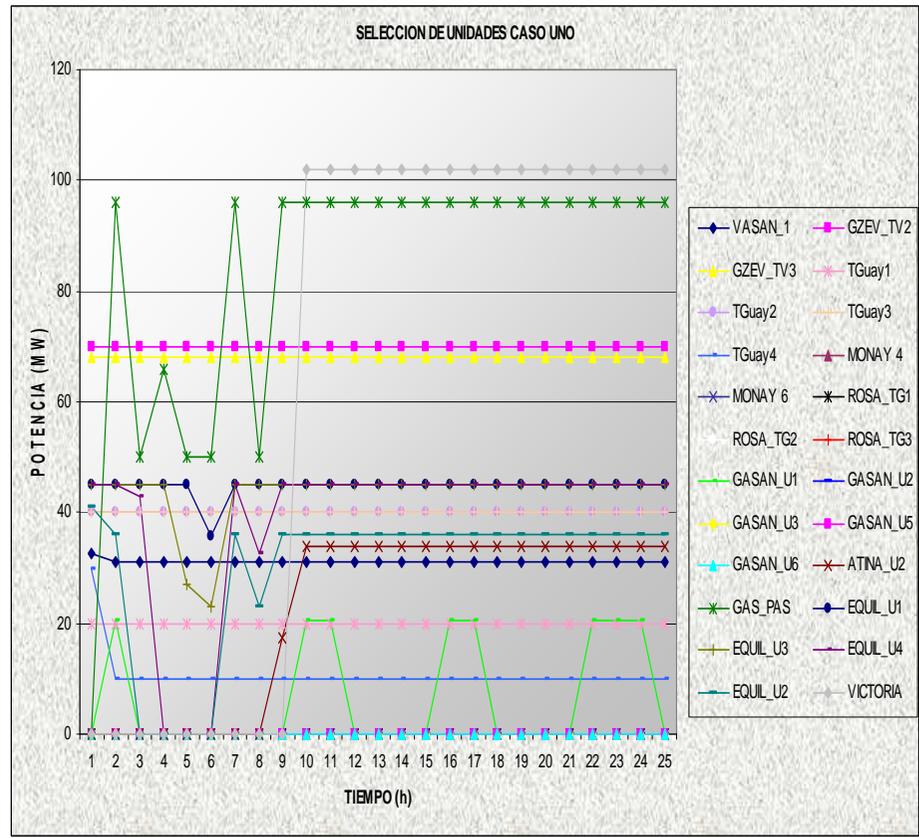


FIG (4.1)



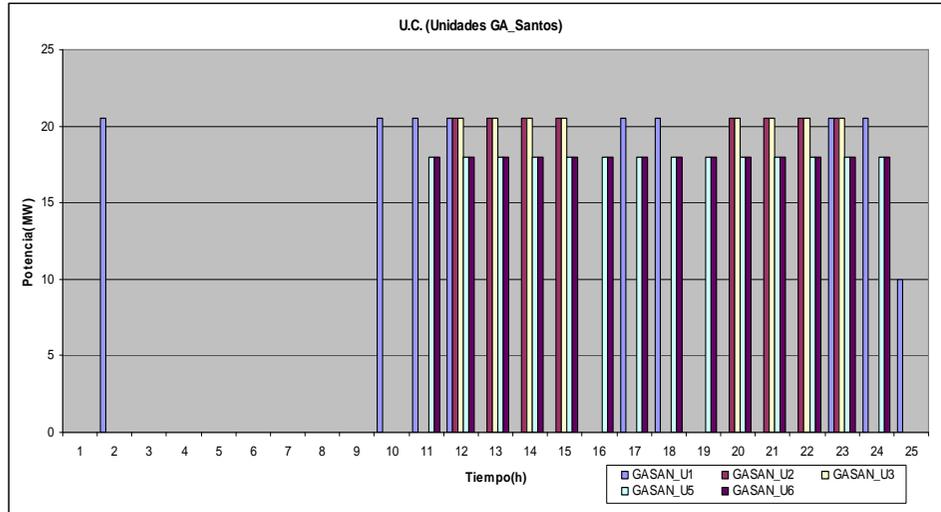
FIG(4.2)

En la figura 4.3 y figura 4.4 se muestra el despacho para las unidades de gas de la central Aníbal Santos tanto del caso base como del caso uno respectivamente, en estas figuras se aprecian claramente que la reducción de combustible y el aumento de la cuota energética de la central Paute reduce el despacho de estas unidades las mismas que funcionan a diesel, en la figura 4.3 se aprecia que todas las unidades que su funcionamiento se basa en el gas se despachan a lo largo del período de estudio, mientras que en la figura 4.4 se encuentra despachada una sola unidad, además se observa que el despacho respeta las restricciones de mínimo tiempo de operación que para estas unidades oscila entre tres y cuatro horas máximas de funcionamiento continuo.

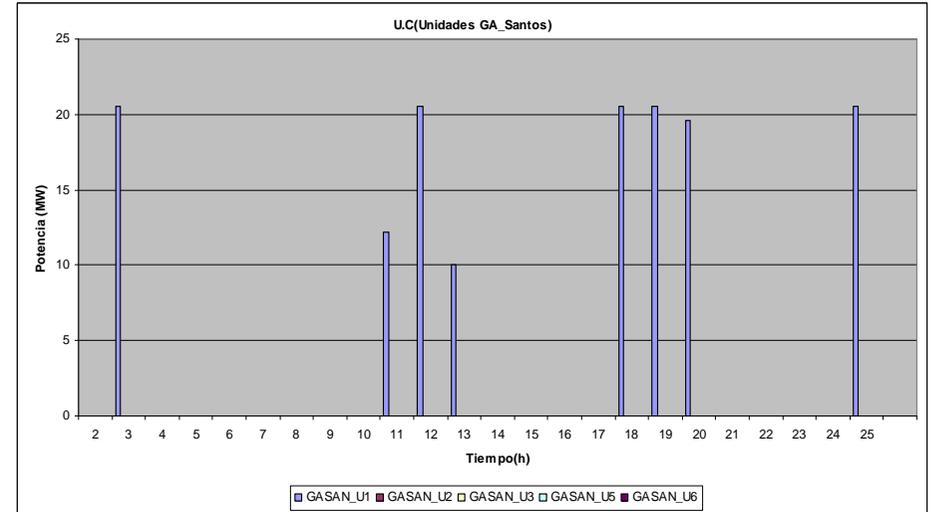
El despacho de las restantes unidades de diesel se muestra desde la figura 4.7 hasta la figura 4.12, de igual manera se observa que el despacho de las unidades entre el caso base y caso uno se reduce tanto en el número de unidades despachadas como en la potencia efectiva entregada, lo más notable de esta afirmación, es que las unidades más caras en su mayoría no se encuentran despachadas y en consecuencia el costo se reduce considerablemente.

El estudio realizado esta dentro de un período seco, por lo tanto el aporte que brindan las unidades hidráulicas es muy escaso, lo que implica que se despache la mayor parte de parque generador térmico en función del merito económico. En los casos que se han propuesto las unidades de residuo y fuel oil están despachadas a toda su capacidad ya que estos dos tipos de combustibles son más baratos que el diesel, lo antes mencionado se muestra en las figuras 4.5 y 4.6 tanto para el caso base como en el caso uno respectivamente.

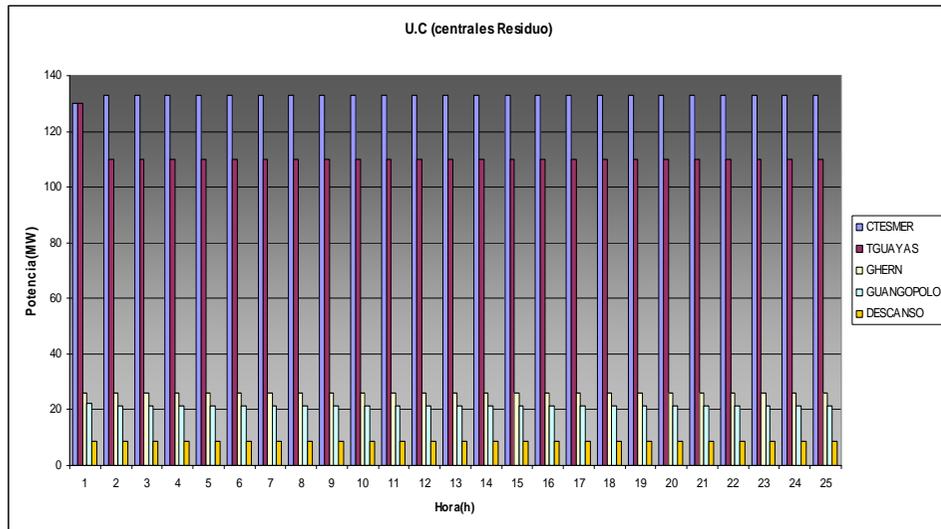
El consumo total de combustible se muestra en la figura 4.13 en la cual se aprecia claramente que las unidades de fuel oil y residuo están funcionando a toda su capacidad por lo que su consumo tanto en el caso base como en el caso uno es el mismo, por otra parte el consumo de diesel del caso uno es del 83.46% del consumo del caso base, registrándose una reducción, aproximadamente de 136000 galones. Cabe resaltar que tanto en el caso base como en el caso uno, todas las restricciones se cumplen y permiten que el problema de selección de unidades sea factible.



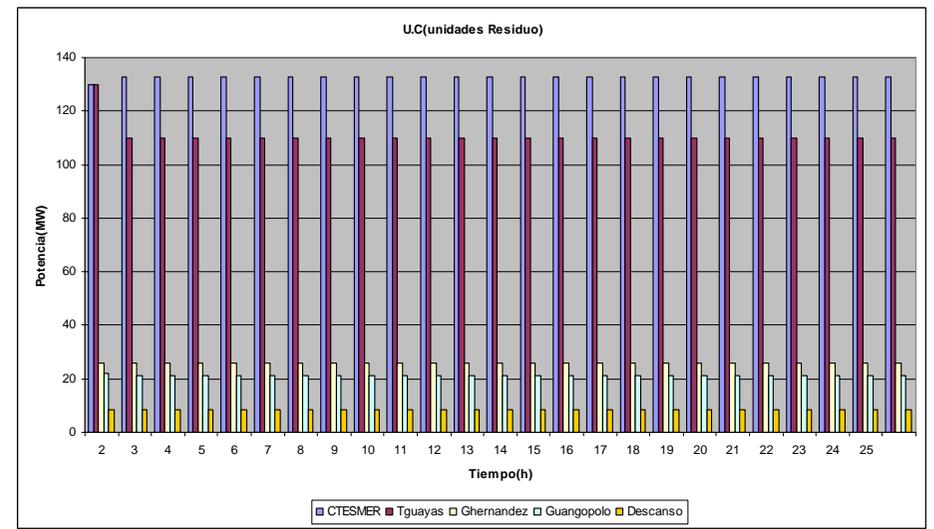
CASO BASE: FIG (4.3) Gás Aníbal Santos



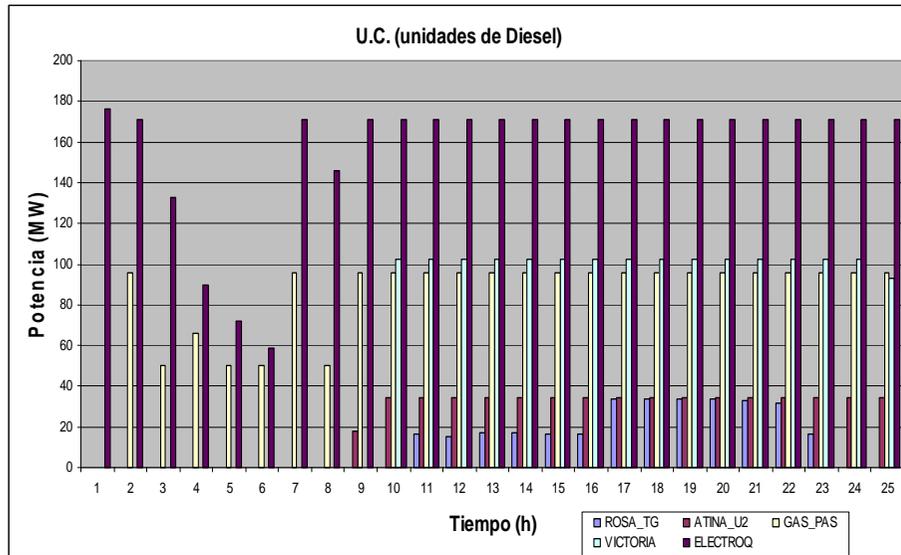
CASO UNO: FIG (4.4) Gas Aníbal Santos



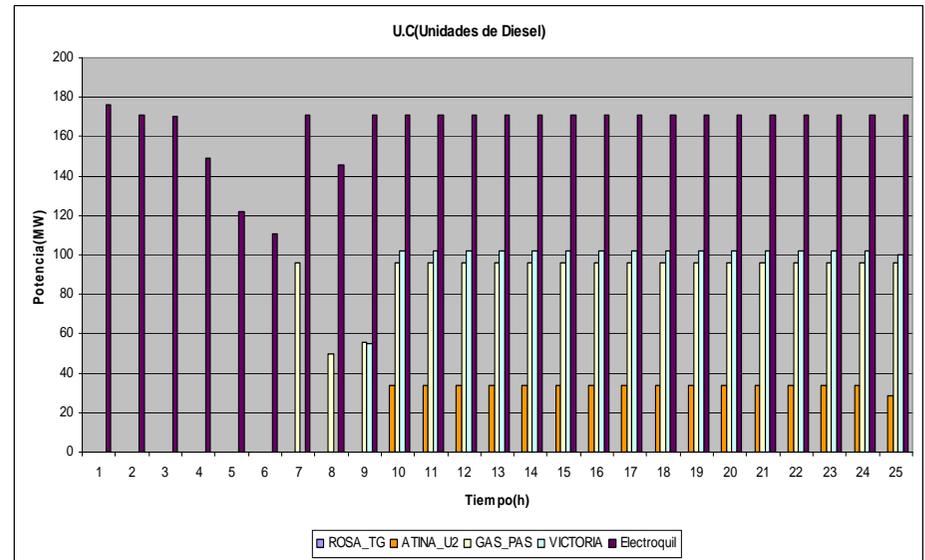
CASO BASE: FIG (4.5) Residuo



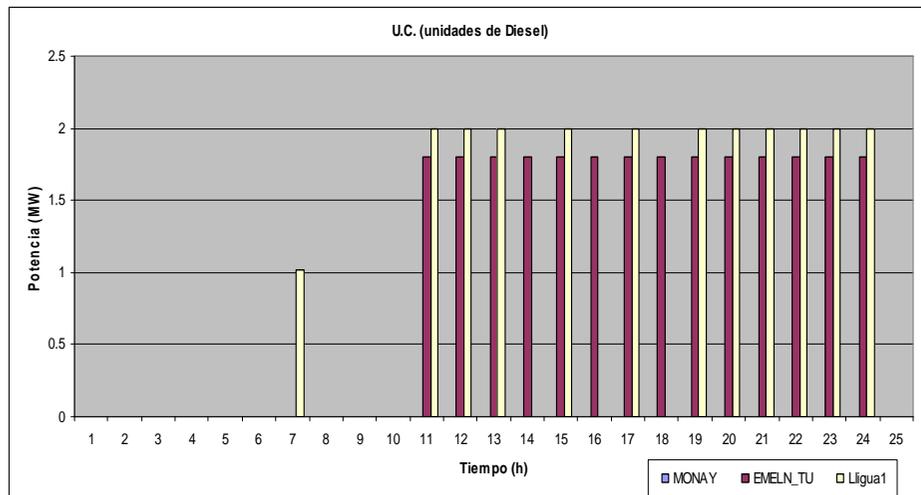
CASO UNO: FIG (4.6) Residuo



FIG(4.7) Caso Base



FIG(4.8) Caso Uno



FIG(4.9) Caso Base

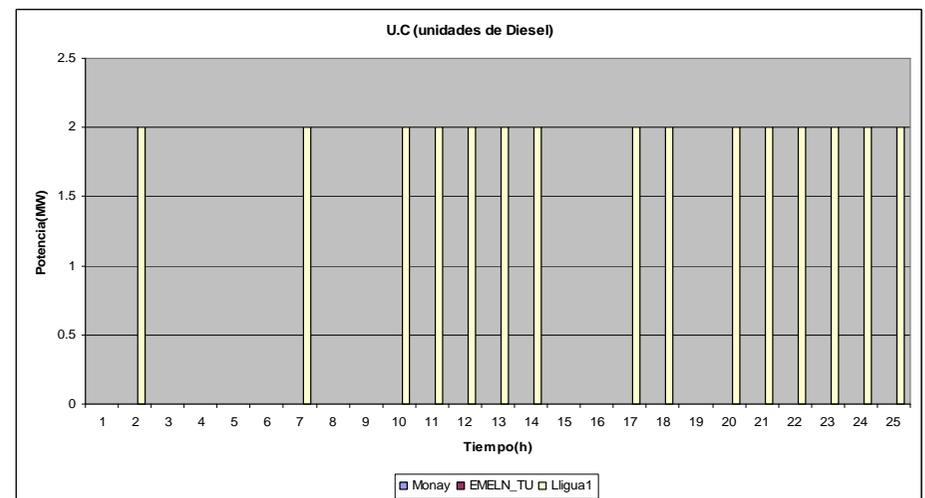
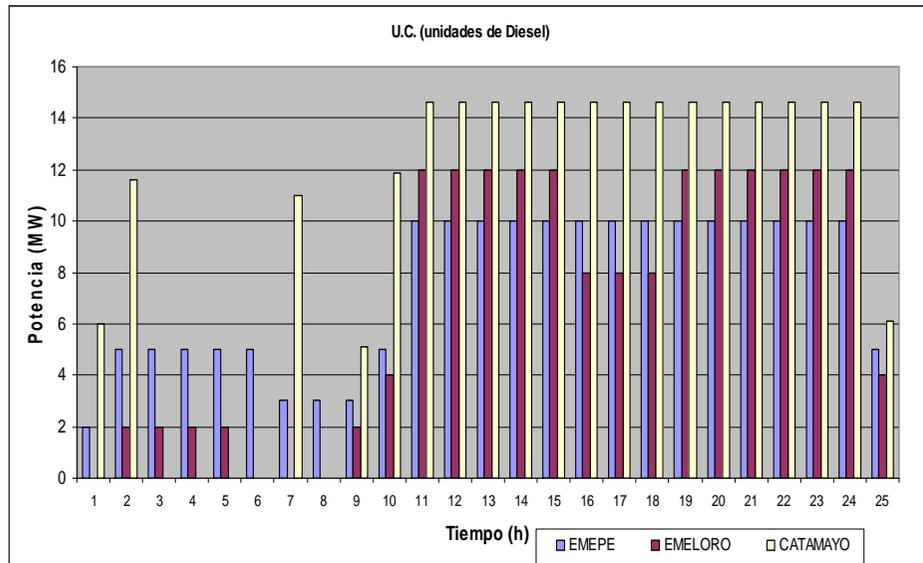
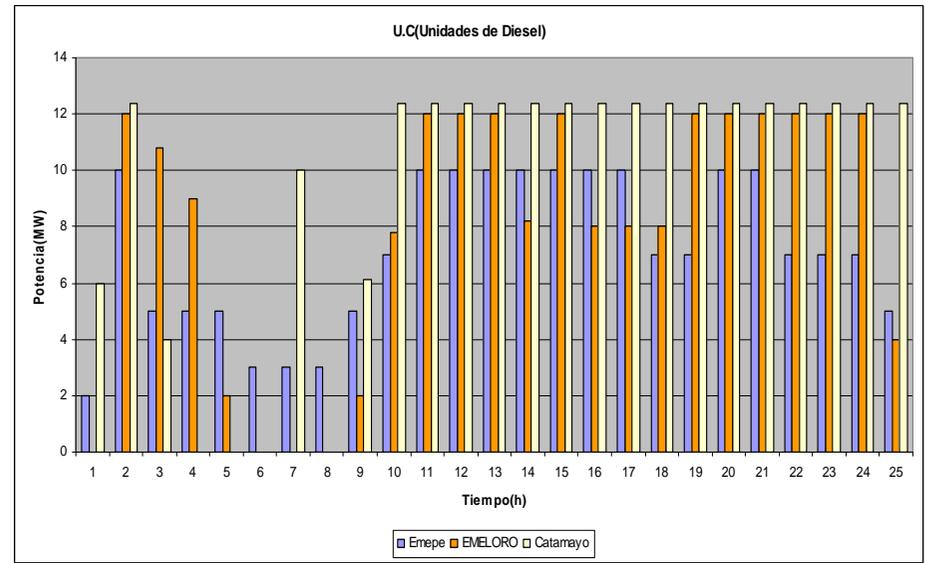


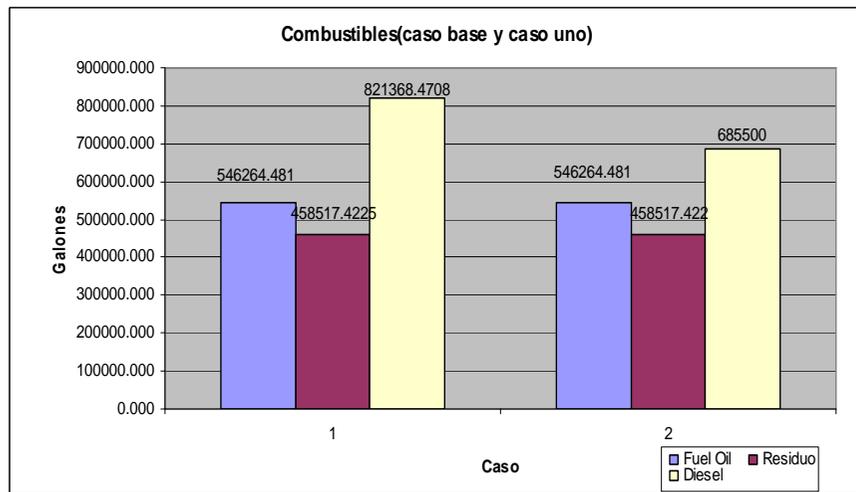
FIG (4.10) Caso Uno



FIG(4.11) Caso Base



FIG(4.12) Caso Uno



FIG(4.13)

En la figura 4.14 y figura 4.15 se muestra la selección de unidades del caso base y del caso dos respectivamente, de forma muy general se observa que existen cambios en la potencia entregada por las unidades diesel, y en sus tiempos de operación. Un desglose por tipo de combustible y central se muestra en las figuras siguientes.

Las figuras correspondientes a las unidades gas de la Central Aníbal Santos se muestran en la Fig. 4.16 y Fig. 4.17 respectivamente, a diferencia del caso uno, en este caso se despachan todas las unidades respetando las restricciones de mínimo tiempo de operación pero sufriendo cambios en la potencia despachada en ciertos períodos de tiempo. En las restantes unidades diesel se observa una redistribución de la potencia entregada al sistema como por ejemplo las unidades de la Central Catamayo y las unidades de Emeloro. Ciertas unidades caras del sistema ingresan al despacho por ejemplo las unidades de la Central Monay, lo mencionado se ilustra en las figuras 4.20 a Fig. 4.25.

El estudio se mantiene dentro de un período seco, por lo tanto se despacha la mayor parte de parque generador térmico comenzando desde las unidades de residuo y fuel oil que son más económicas que las unidades que funcionan con diesel. Lo mencionado se muestra en las figuras 4.18 y 4.19 para cada uno de los casos de estudio.

El consumo total de combustibles se muestra en la figura 4.26, el consumo de fuel oil y residuo se mantiene igual que en el caso base, pero la reducción de la cuota energética obliga a aumentar la capacidad de producción de potencia de las unidades generadoras diesel e incluso a despachar unidades caras por cortos períodos de tiempo para satisfacer la demanda. El consumo de diesel del caso dos es mayor en un 3.1% al consumo del caso base, lo que significa un incremento de aproximadamente 25300 galones.

GRAFICAS DE LA SELECCIÓN DE UNIDADES (Caso base y Caso dos)

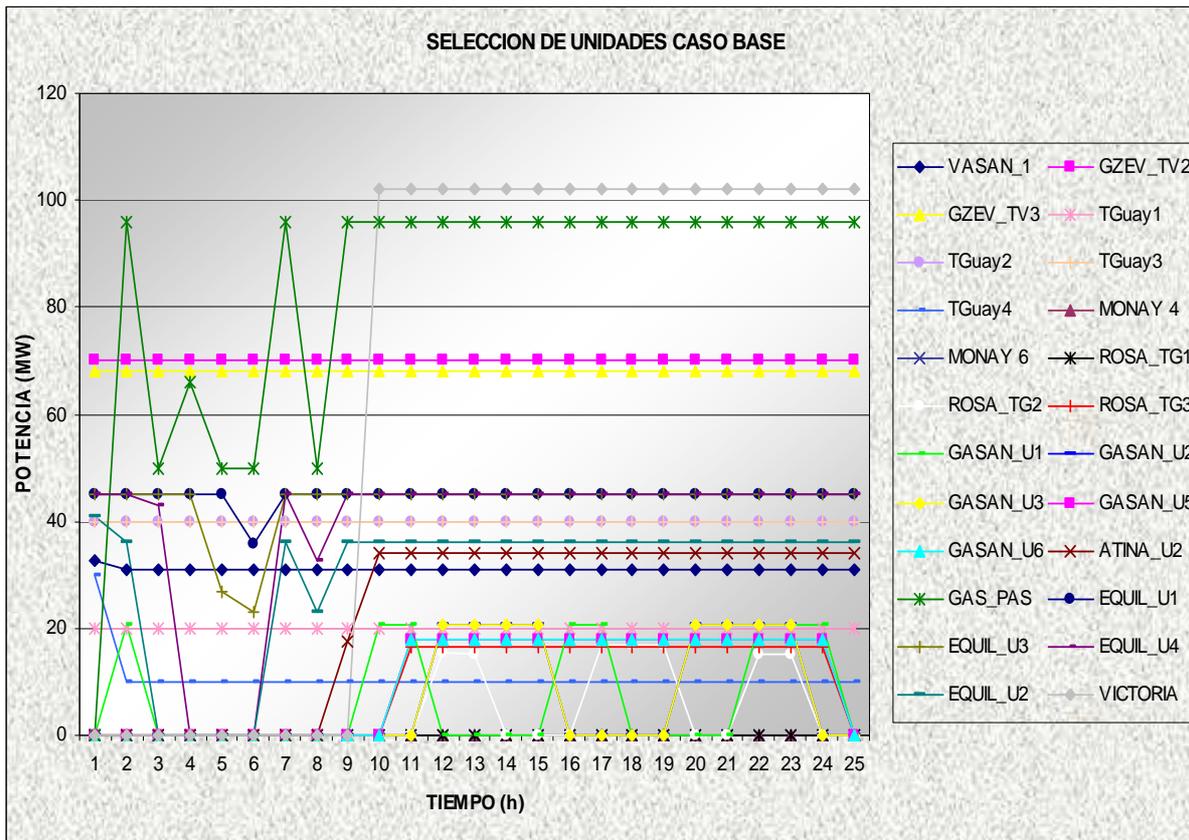


FIG (4.14)

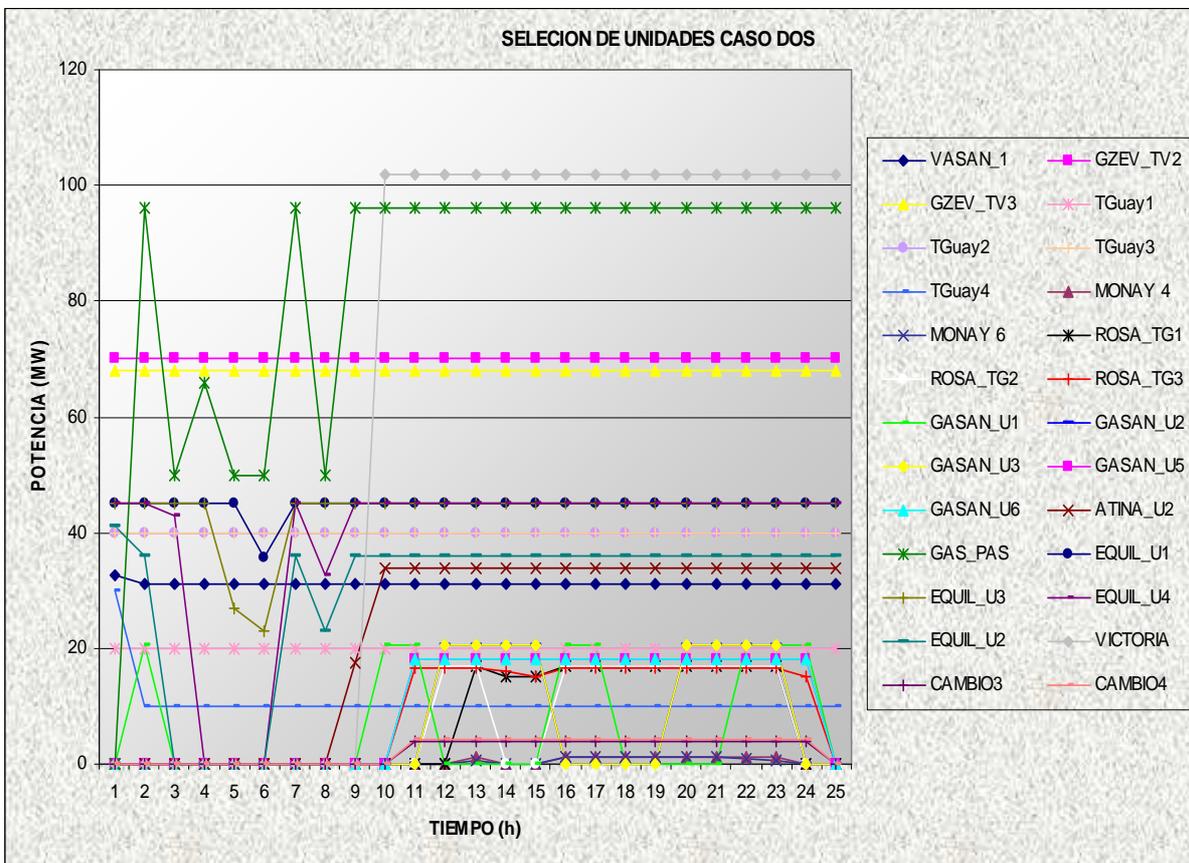
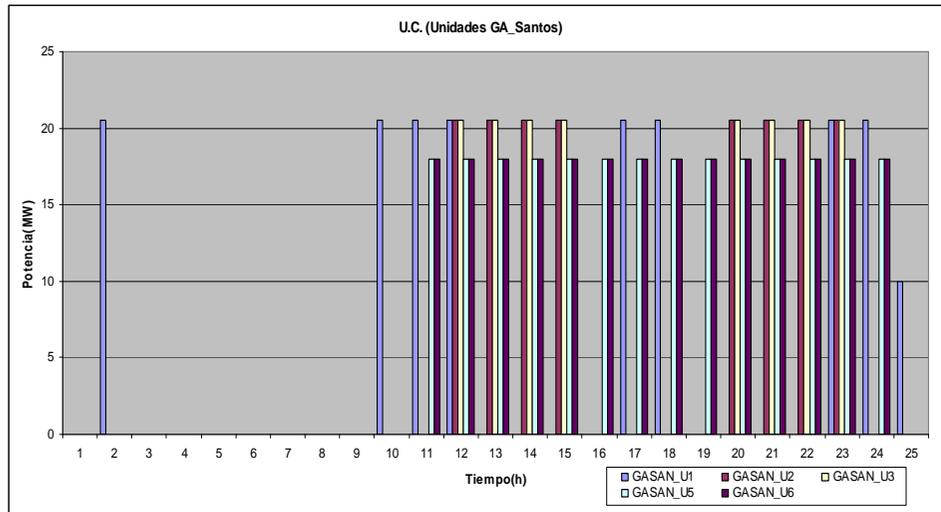
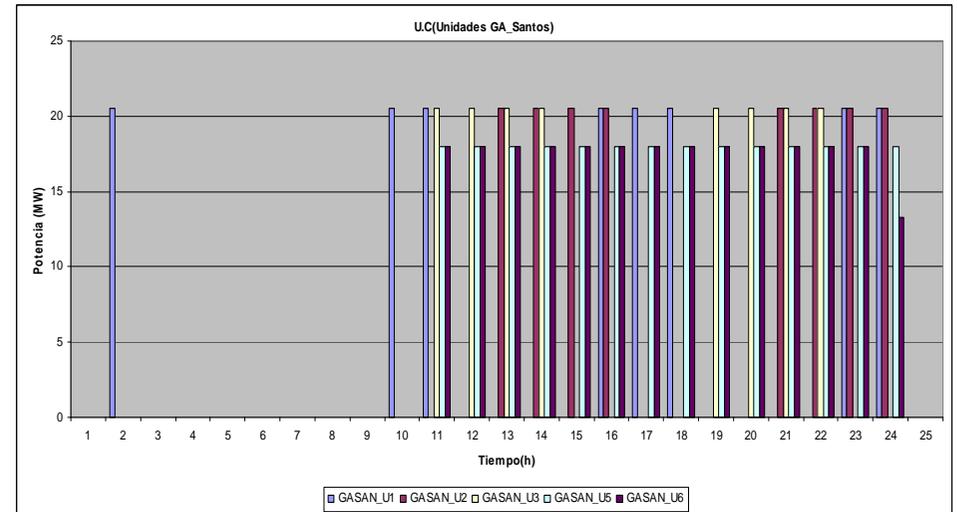


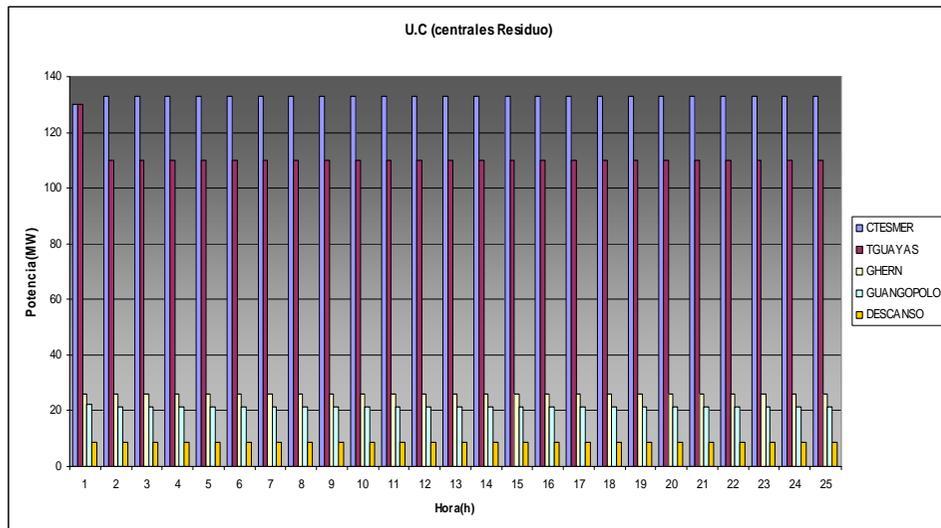
FIG (4.15)



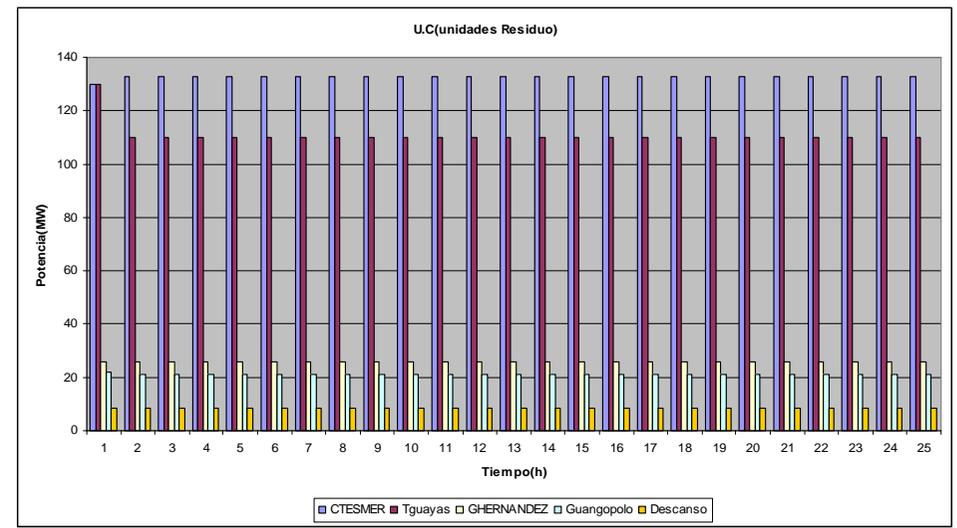
CASO BASE: FIG (4.16) Gás Aníbal Santos



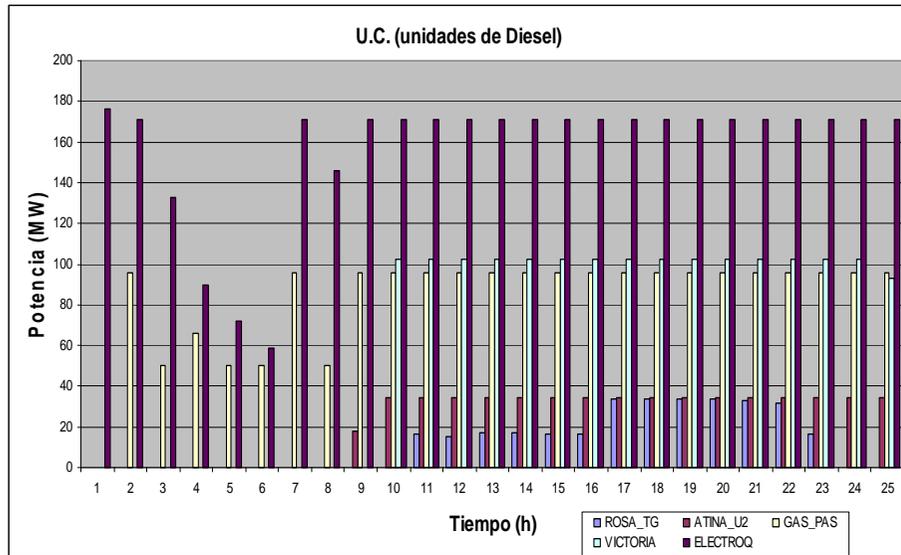
CASO DOS: FIG (4.17) Gás Aníbal Santos



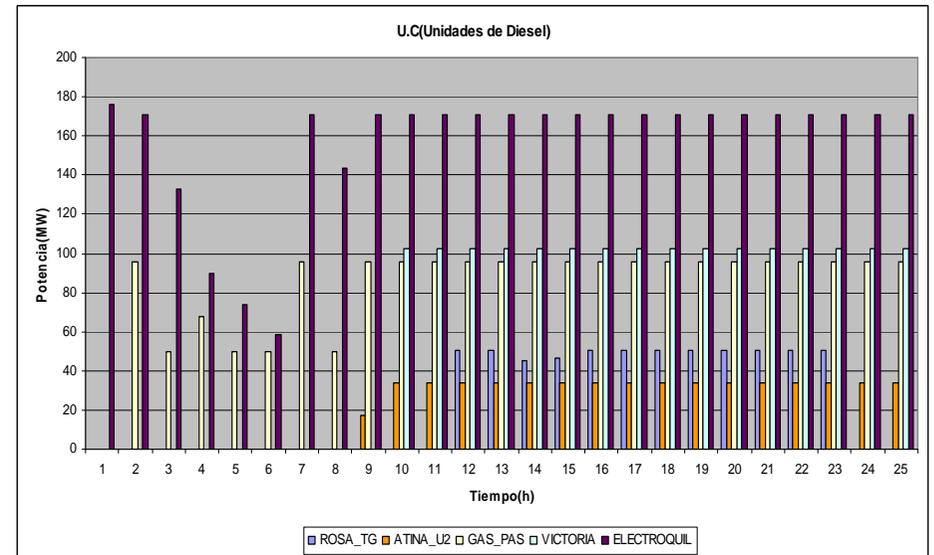
CASO BASE: FIG (4.18) Residuo



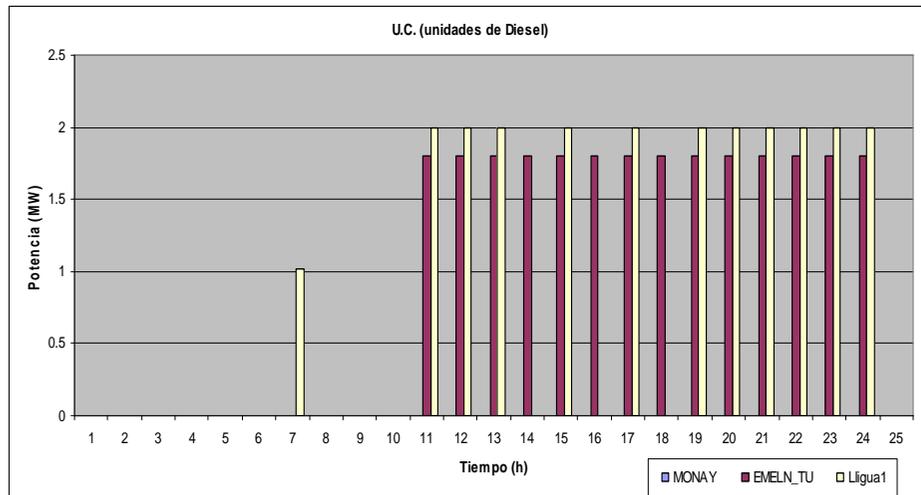
CASO DOS: FIG (4.19) Residuo



FIG(4.20) Caso Base



FIG(4.21) Caso Dos



FIG(4.22) Caso Base

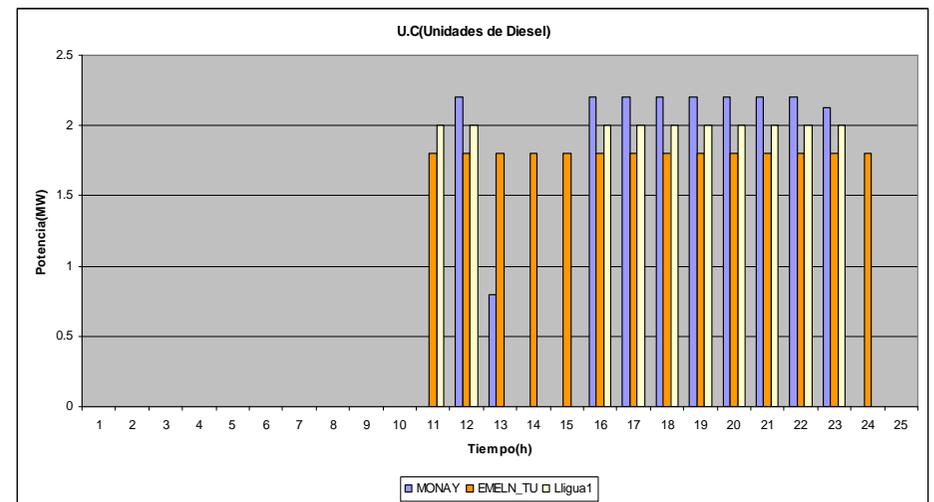
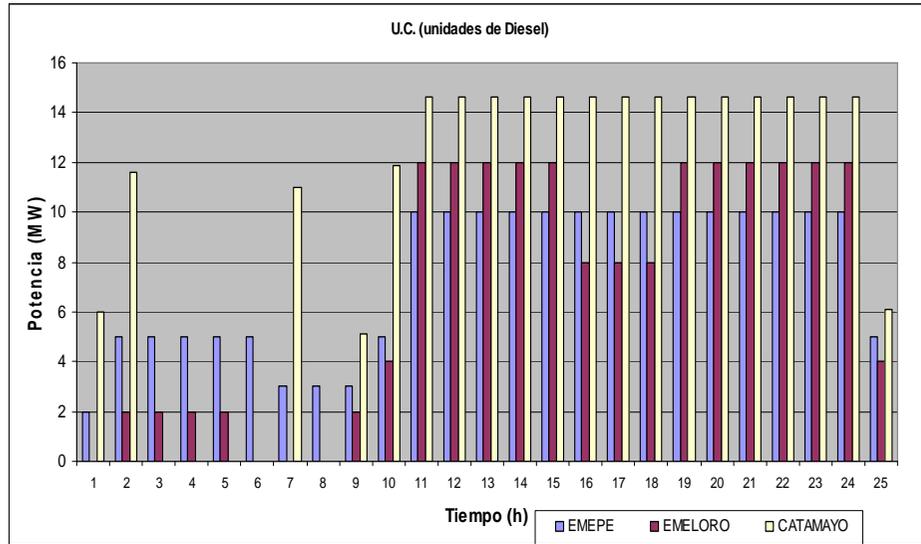
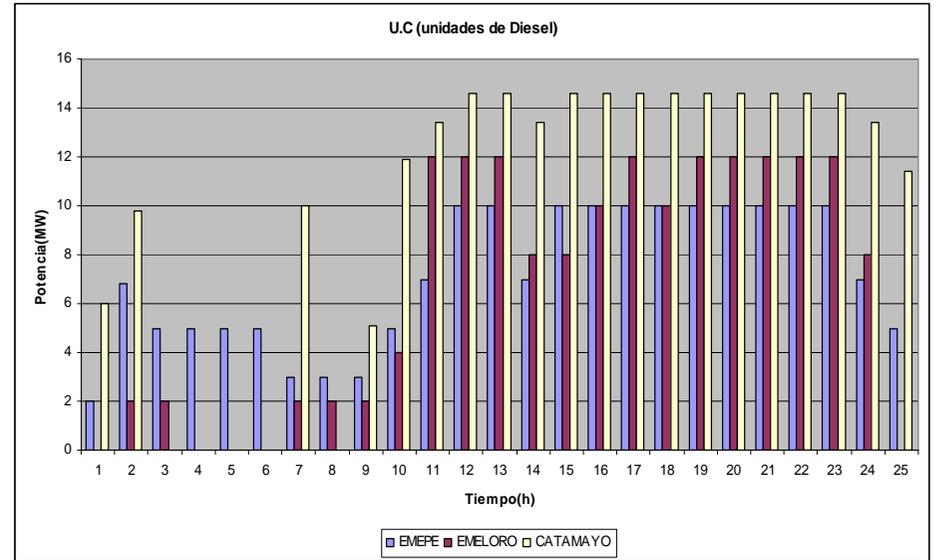


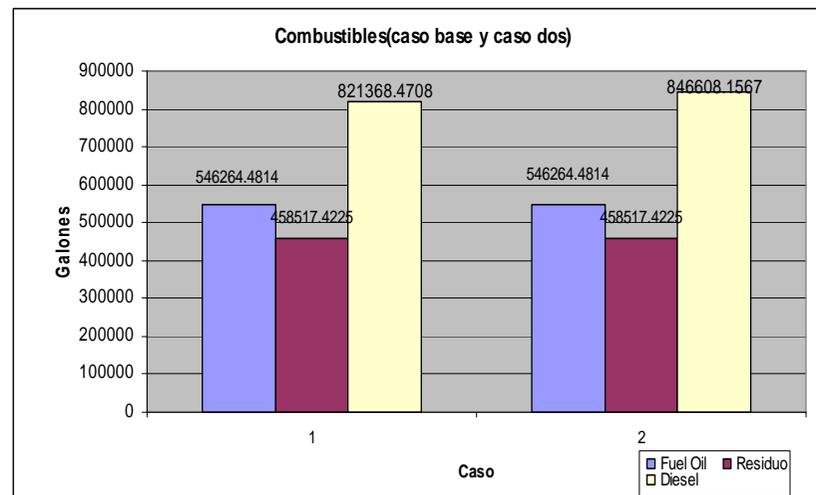
FIG (4.23) Caso Dos



FIG(4.24) Caso Base



FIG(4.25) Caso Dos



FIG(4.26)

ANÁLISIS DEMANDA MÍNIMA

Una vez obtenido el despacho o selección de unidades para satisfacer la demanda pronosticada para 24 horas, se procede a resolver el problema de flujo óptimo representativos de los periodos de demanda mínima, media y máxima; obteniendo como resultado de este problema los costos de cada barra, voltajes, las pérdidas y el costo total.

Analizando los resultados que se obtienen para demanda mínima, se aprecia que, para el caso uno, el costo nodal se reduce en relación con los demás casos analizados, ya que el incremento de cuota energética y la disminución de combustible se reflejan en la reducción de los costos del sistema. En el caso dos, los resultados son similares a los obtenidos del caso base, debido a que se maneja la misma cuota energética hidráulica, manteniéndose igual el número de unidades despachadas. Lo mencionado se representa en las figuras (Fig. 4.27 – Fig. 4.35). Al comparar las pérdidas del sistema entre el caso base y el caso dos se aprecia que por manejarse condiciones similares el despacho de unidades no varía considerablemente y por lo tanto las pérdidas son similares. Por otra parte al comparar las pérdidas entre el caso base y caso uno, se aprecia un incremento de estas últimas, debido a que las cargas se encuentran alejadas con respecto al punto de mayor generación de energía que es la central de Paute. Lo antes mencionado se aprecia en las figuras (Fig. 4.36- Fig. 4.38)

Para concluir el análisis en demanda mínima se presenta el costo total del sistema, en las figuras (Fig. 4.39- FIG.4.41) . Como se puede apreciar, el costo entre el caso base es similar al del caso dos por las premisas antes expuestas, mientras que al comparar el caso base con el caso uno se aprecia claramente que el costo se reduce ya que la demanda que satisfacía las unidades de diesel del caso base se ven reemplazadas por el aumento de la generación hidráulica de la central Paute.

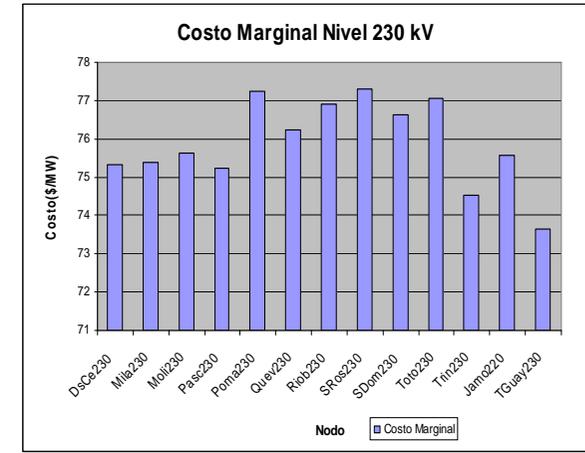
DEMANDA MÍNIMA



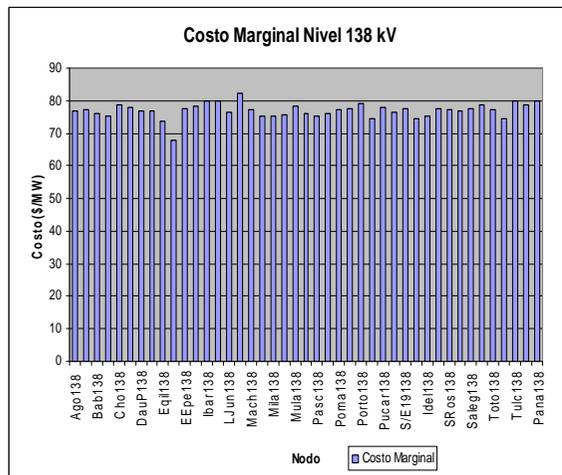
CASO BASE Fig. (4.27)



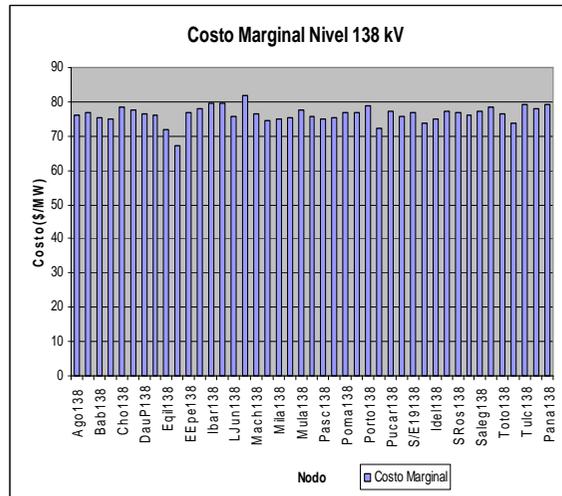
CASO UNO Fig. (4.28)



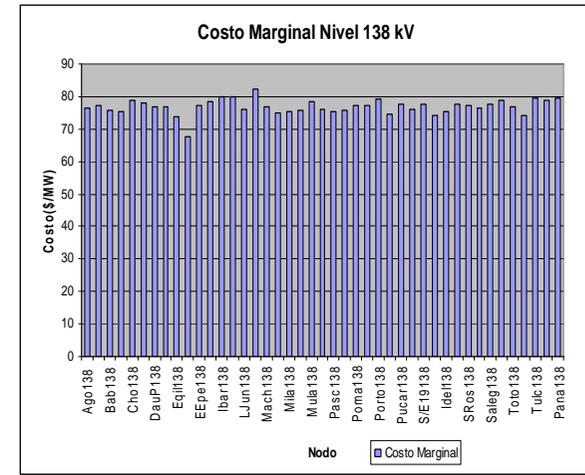
CASO DOS Fig. (4.29)



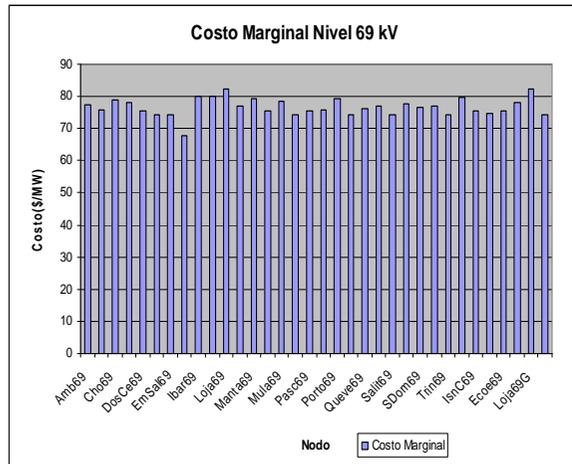
CASO BASE Fig. (4.30)



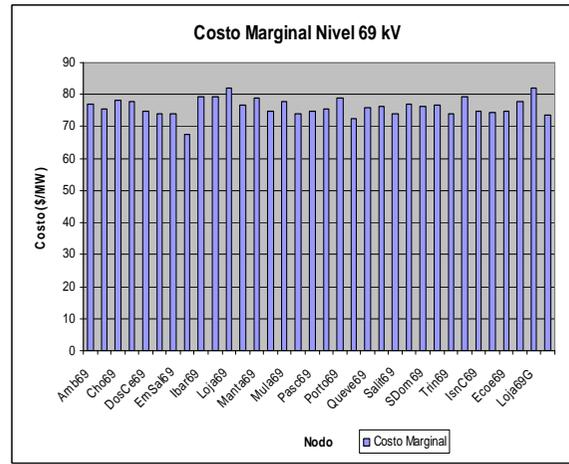
CASO UNO Fig. (4.31)



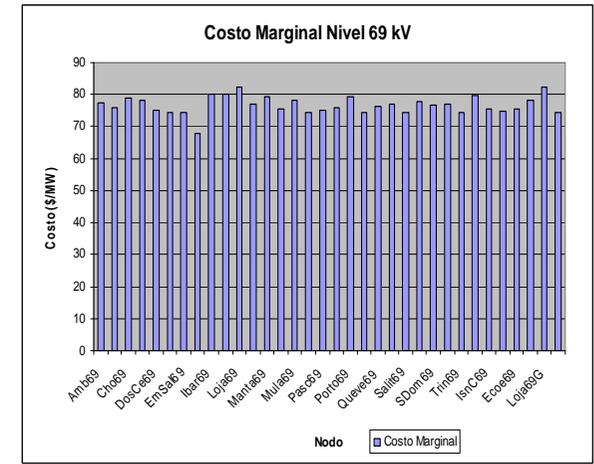
CASO DOS Fig. (4.32)



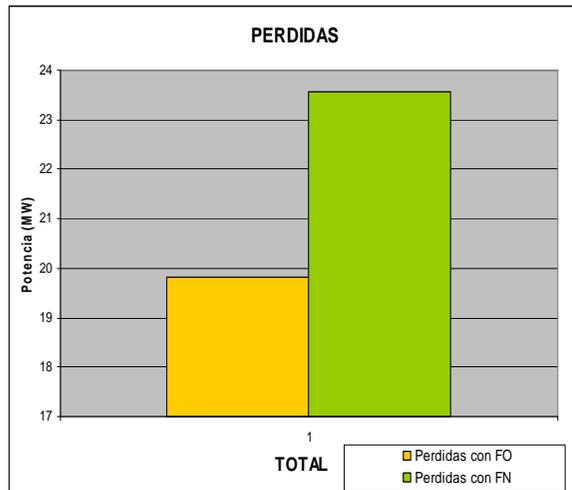
CASO BASE Fig. (4.33)



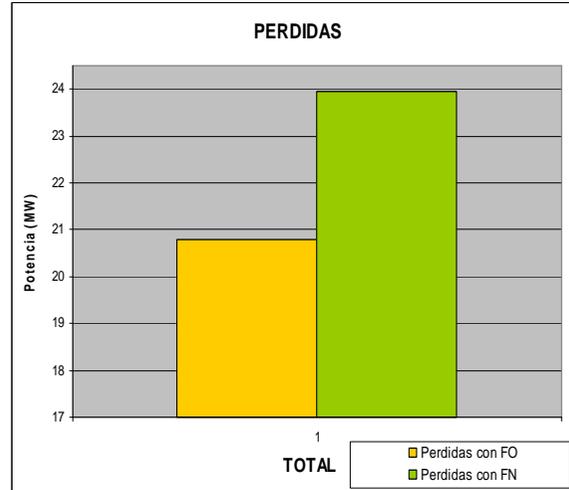
CASO UNO Fig. (4.34)



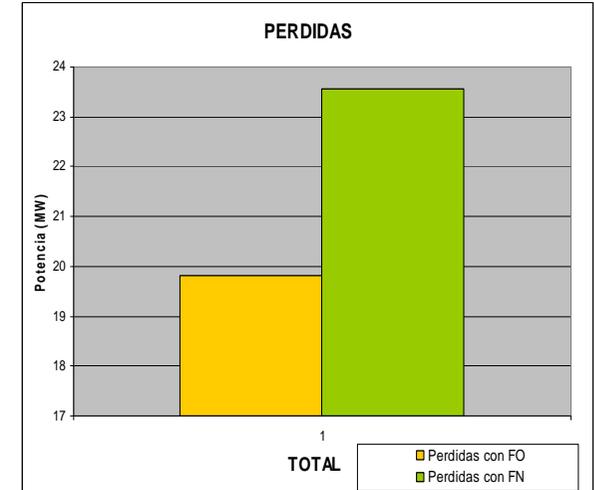
CASO DOS Fig. (4.35)



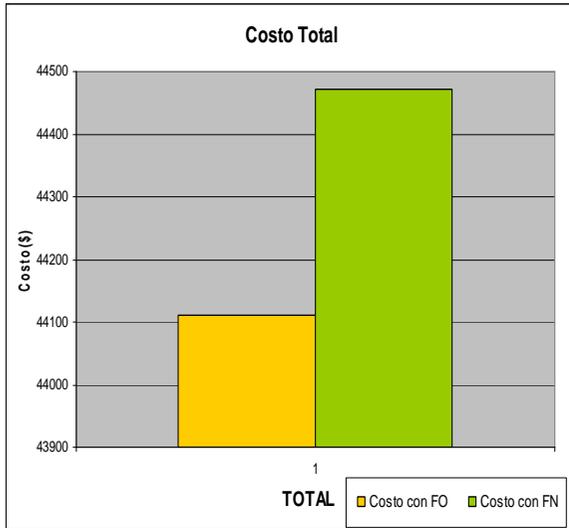
CASO BASE Fig. (4.36)



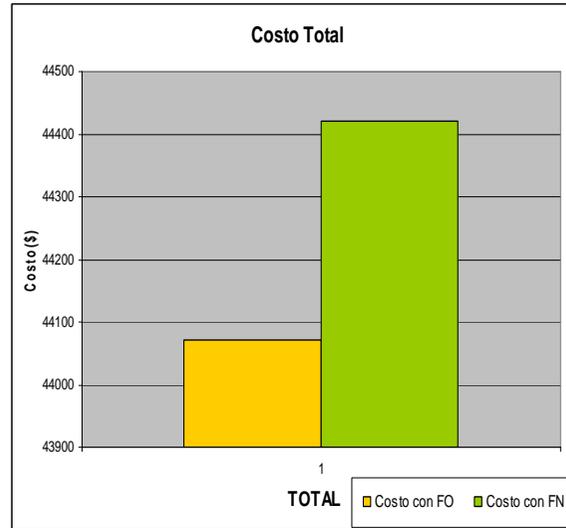
CASO UNO Fig. (4.37)



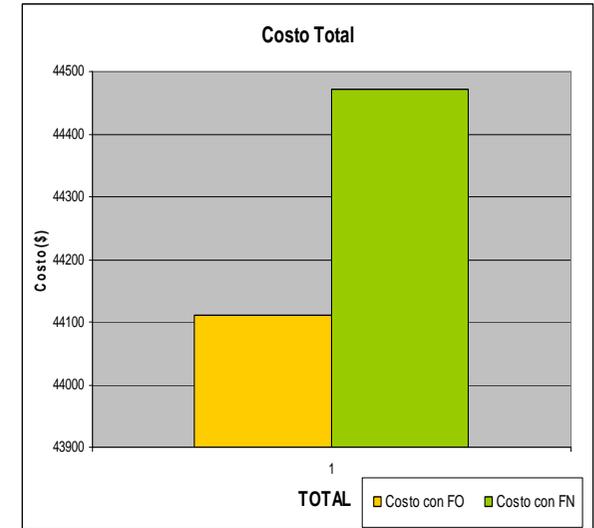
CASO DOS Fig. (4.38)



Caso Base Fig. (4.39)



Caso Uno Fig. (4.40)



Caso Dos Fig. (4.41)

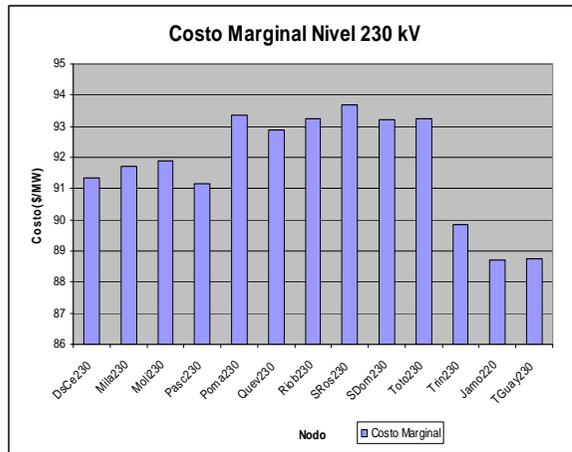
ANÁLISIS DEMANDA MEDIA

Al comparar el caso base y el caso uno para demanda media, se aprecia un comportamiento similar al de demanda mínima, por ejemplo si se considera los costos nodales por cada una de las barras, el costo del caso uno se ve reducido considerablemente debido al incremento de la cuota energética; por otro lado si se compara las pérdidas de estos dos casos se observa que las pérdidas en el caso uno son levemente mayores que el caso base, esto se da ya que la mayor parte de generación de energía se encuentra alejada de la carga como se había mencionado en la análisis para demanda mínima. El costo total del sistema varía notablemente entre estos dos casos de análisis. Se observa que la reducción del costo total en el caso uno se debe a que se minimiza el despacho de unidades térmicas aumentando la producción de energía de las unidades de la central Paute.

El caso dos muestra una leve reducción en los costos marginales en cada barra en comparación con el caso base, esto es debido a que se ha despachado unidades térmicas de menor costo variable en comparación con el despacho del caso base para satisfacer la misma demanda y por tanto reducir el costo marginal por nodo. Al reducir la cuota energética, el despacho tiende a sufrir un aumento tanto de potencia generada como de unidades despachadas, por lo tanto es de suponer un aumento el costo total como se lo ve reflejado al comparar las figuras (4.54 y 4.56) del caso base y caso dos respectivamente, cabe notar que las pérdidas en estos dos casos son muy similares debido a que la generación de energía no se encuentra concentrada como ocurre en el caso uno.

Las figuras (4.42 – 4.50) muestran el costo marginal del sistema a cierto nivel de tensión, las figuras (4.51-4.53) muestran las pérdidas y las figuras (4.54-4.56) muestran el costo total del sistema para el caso base, caso uno y caso dos, dichas figuras corroboran lo antes analizado.

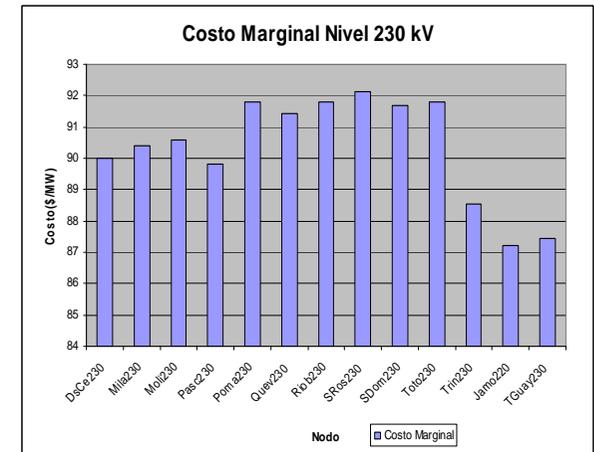
DEMANDA MEDIA



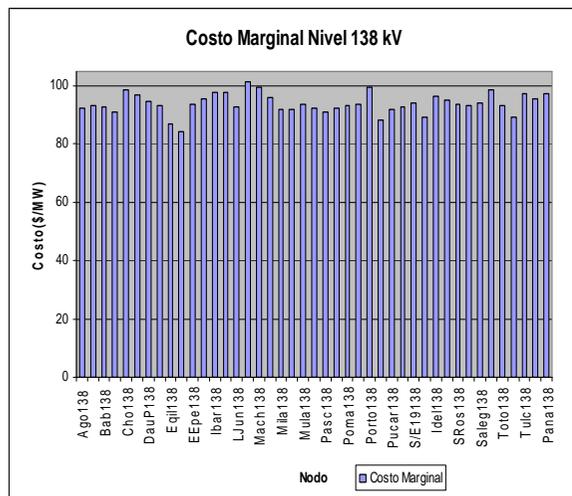
Caso Base Fig. (4.42)



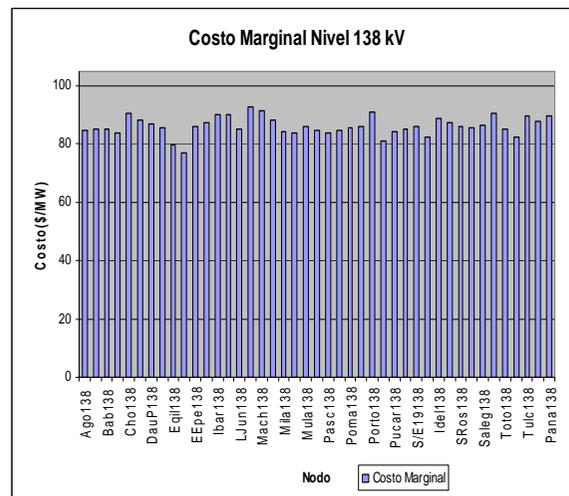
Caso Uno Fig. (4.43)



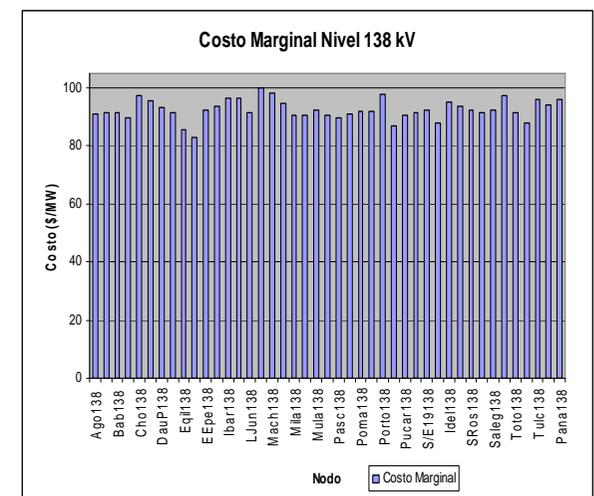
Caso Dos Fig. (4.44)



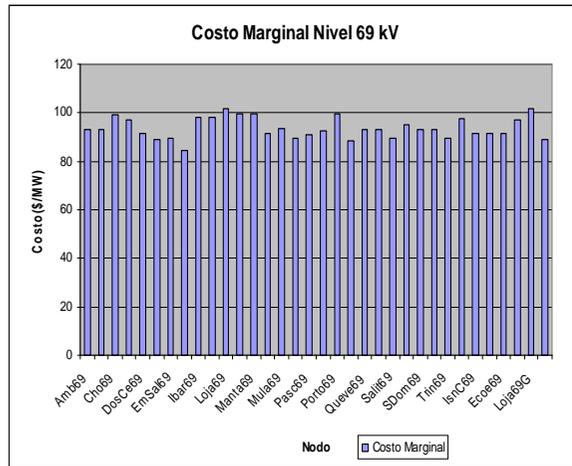
Caso Base Fig. (4.45)



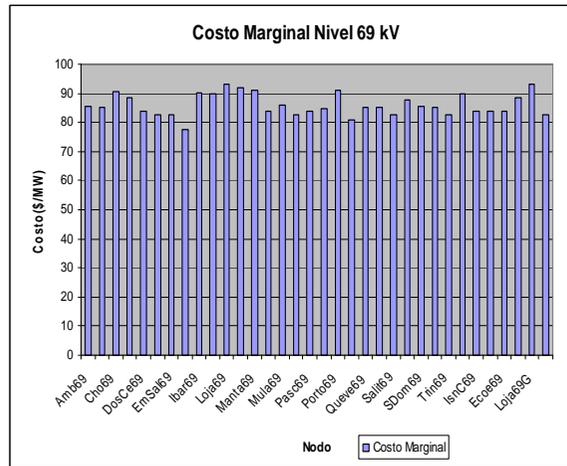
Caso Uno Fig. (4.46)



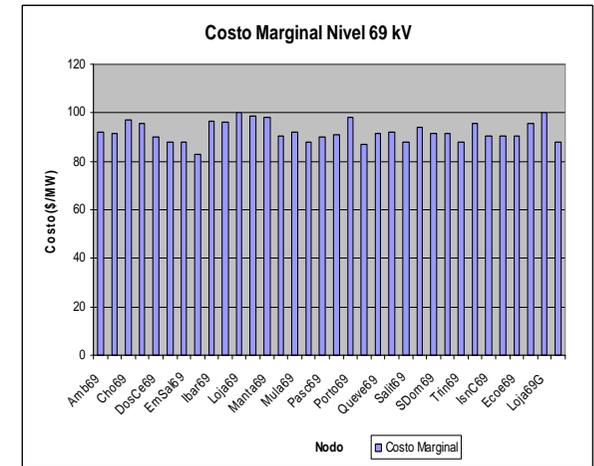
Caso Dos Fig. (4.47)



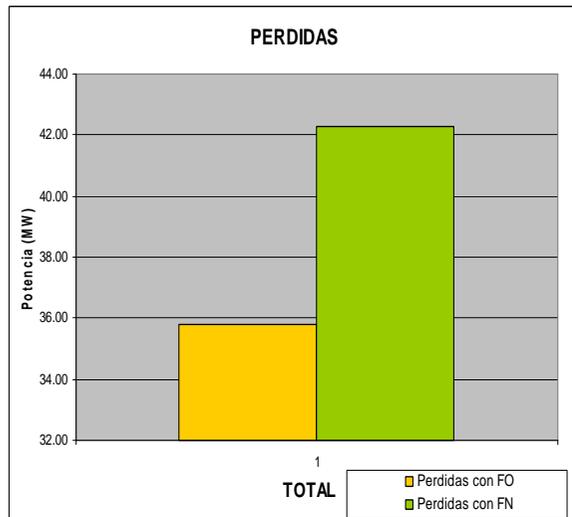
Caso Base Fig. (4.48)



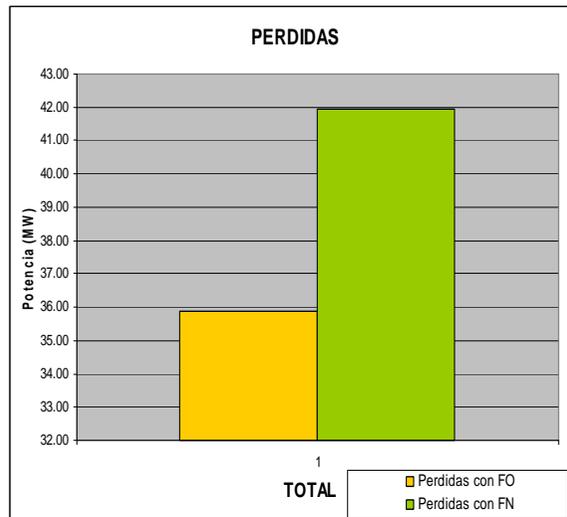
Caso Uno Fig. (4.49)



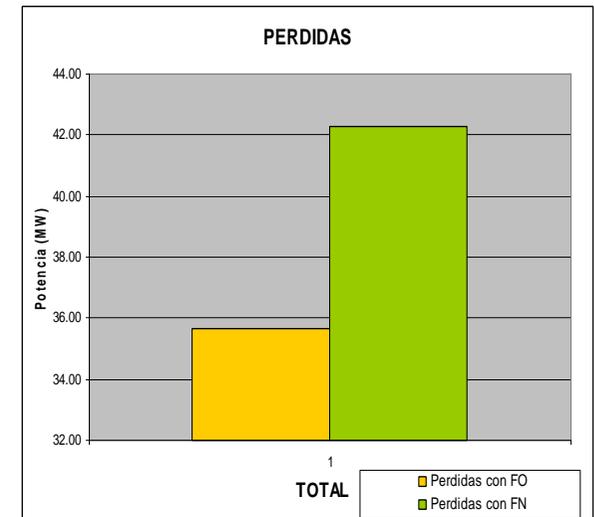
Caso Dos Fig. (4.50)



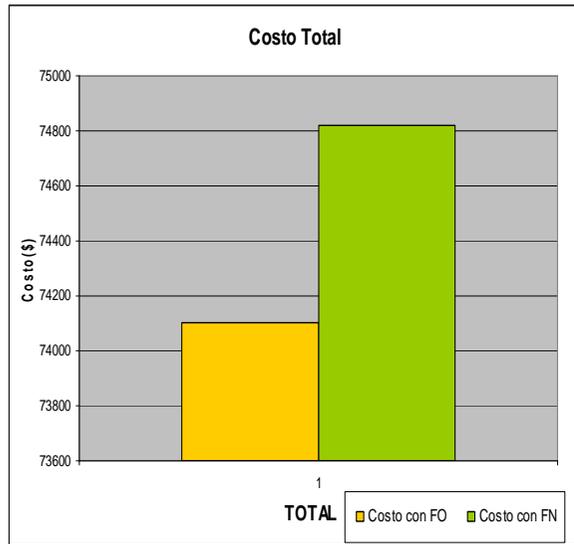
Caso Base Fig. (4.51)



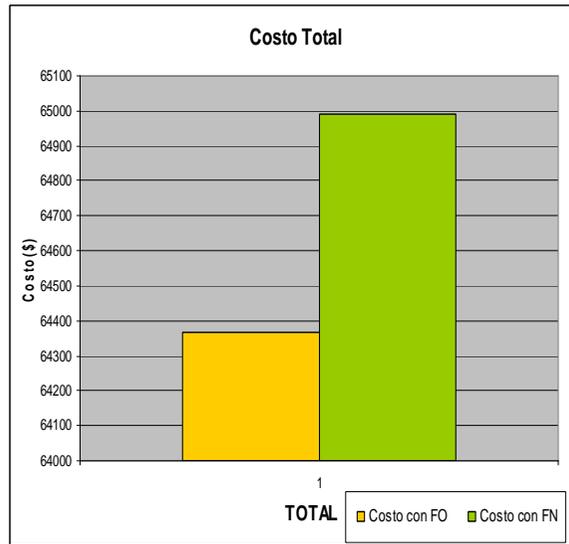
Caso Uno Fig. (4.52)



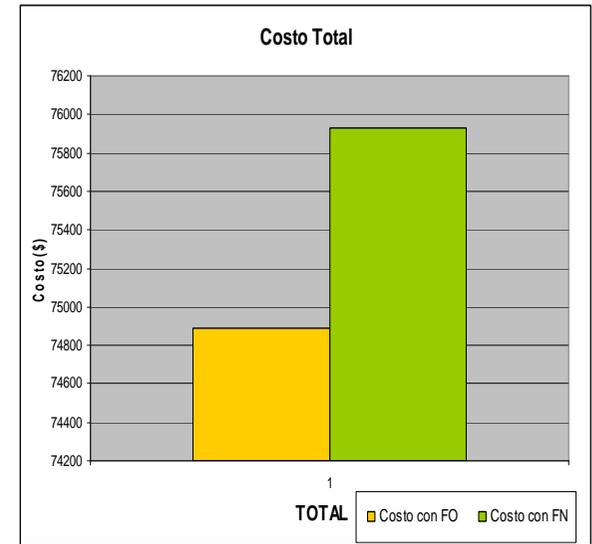
Caso Dos Fig. (4.53)



Caso Base Fig. (4.54)



Caso Uno Fig. (4.55)



Caso Dos Fig. (4.56)

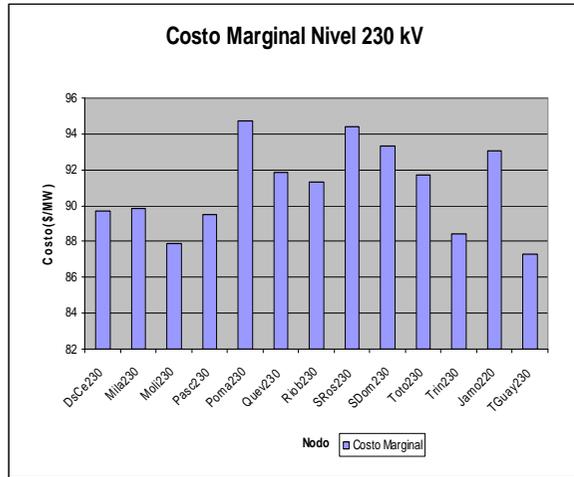
ANÁLISIS DEMANDA MÁXIMA

Los valores obtenidos como resultado del flujo óptimo para demanda máxima no difieren mucho de las premisas mencionadas en los dos análisis anteriormente realizados. Al comparar el caso base con el caso uno se aprecia que el costo marginal en cada una de las barras del caso uno es menor en los diferentes niveles de tensión que se presentan en las figuras a continuación, lo mencionado ocurre por el aumento de la energía producida por las unidades de la central de Paute. Este beneficio tiene como desventaja que las pérdidas aumentan aproximadamente 3 MW comparando los dos casos mencionados. Un beneficio adicional es que el costo total del sistema se reduce ya que la mayor parte de energía es suministrada por unidades hidráulicas que tienen un costo variable bajo.

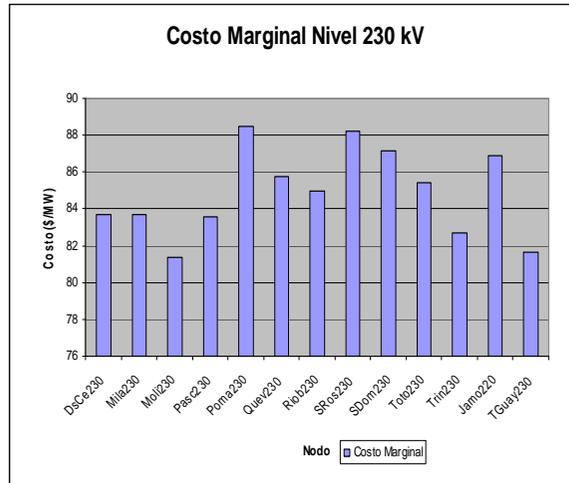
Al comparar el caso base con el caso número dos, se obtienen diferencias con respecto al costo marginal de cada barra en los diferentes niveles de tensión. A diferencia de lo ocurrido con la demanda media, en este caso el costo nodal al igual que el costo marginal aumenta esto debido a que en el caso dos se despachan más unidades que en el caso base, obteniendo así un incremento no solo del costo marginal sino también del costo total del sistema y por ende un aumento en el volumen de combustible. El flujo óptimo de potencia para esta demanda, reduce las pérdidas como se observa en las figuras (4.66 a 4.68).

Las figuras (4.57 a 4.65) muestran los costos marginales de cada una de las barras del sistema tanto para el caso base, caso uno y caso dos, las pérdidas de estos casos se muestran en las figuras (4.66 – 4.68) y el costo total en las figuras (4.69- 4.70).

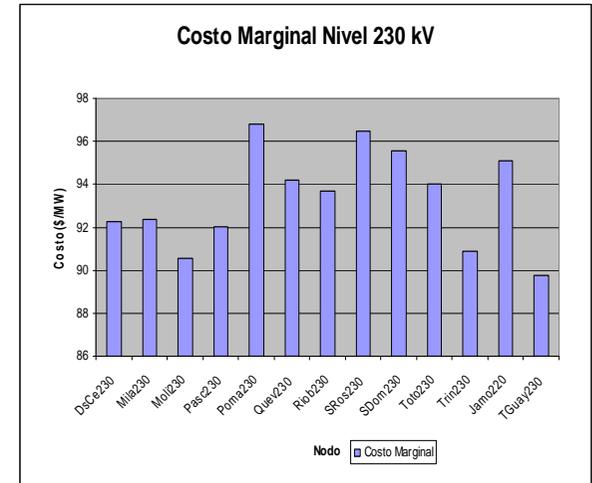
DEMANDA MÁXIMA



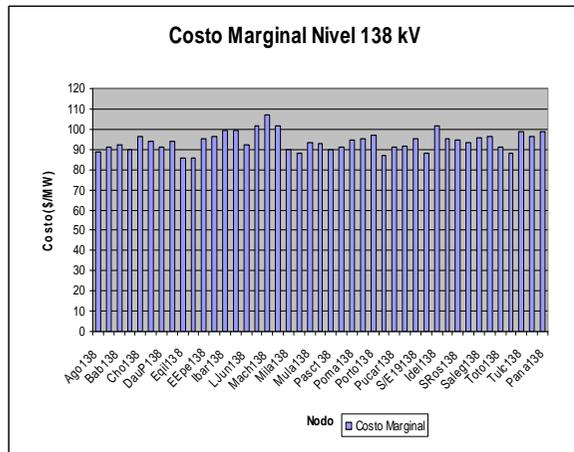
Caso Base Fig. (4.57)



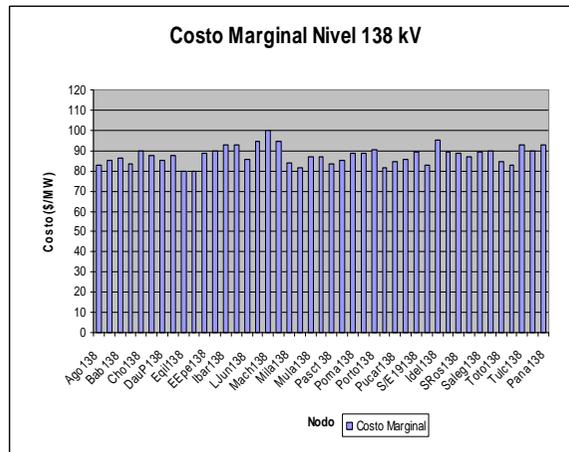
Caso Uno Fig. (4.58)



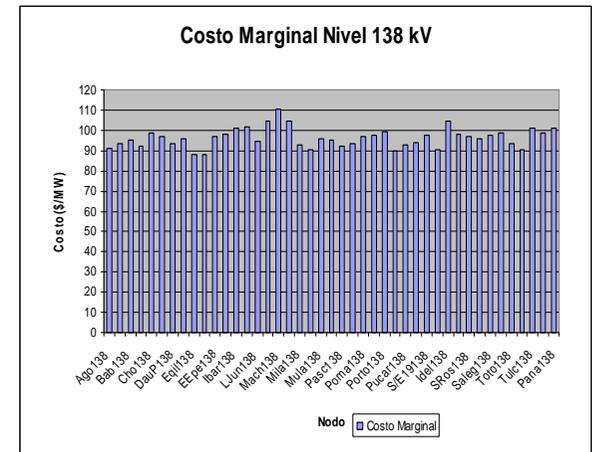
Caso Dos Fig. (4.59)



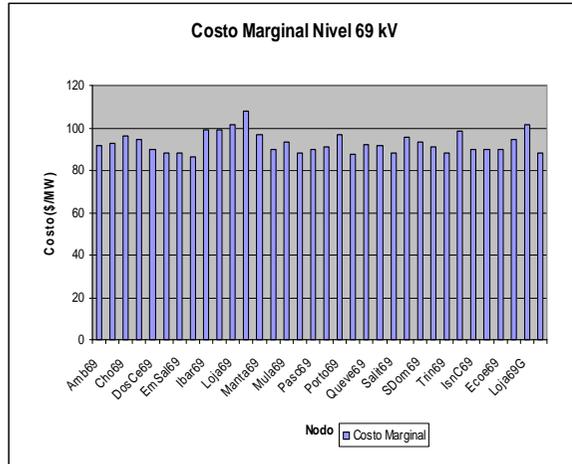
Caso Base Fig. (4.60)



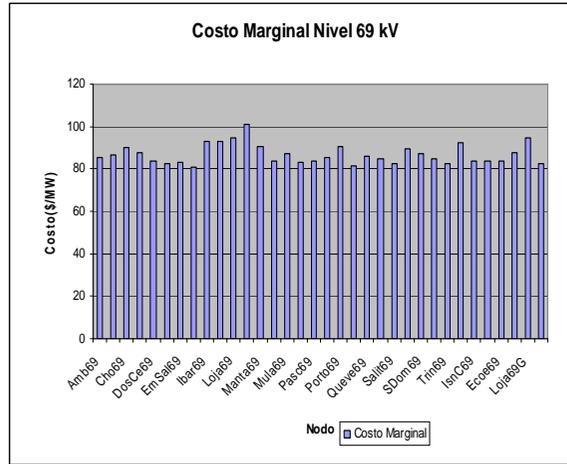
Caso Uno Fig. (4.61)



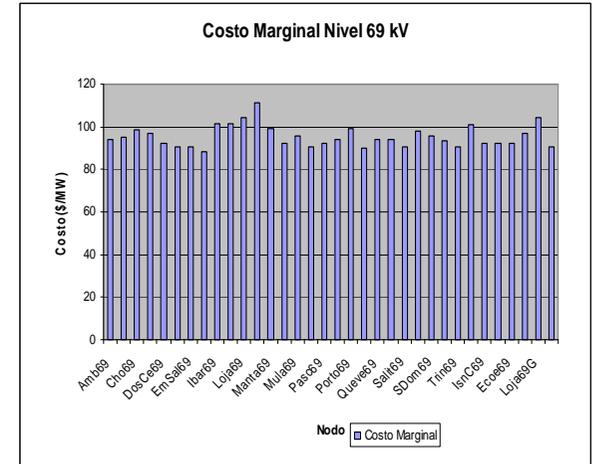
Caso Dos Fig. (4.62)



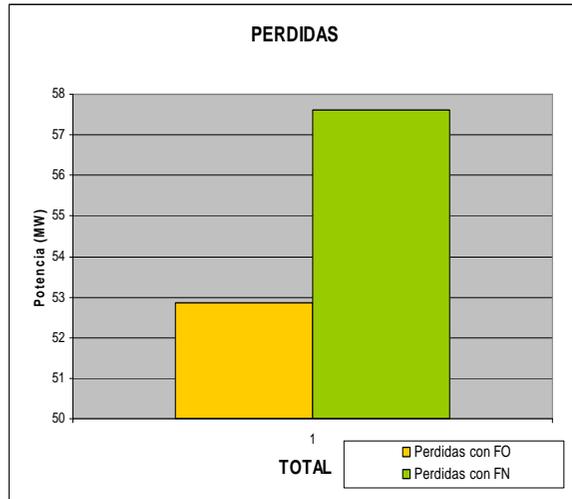
Caso Base Fig. (4.63)



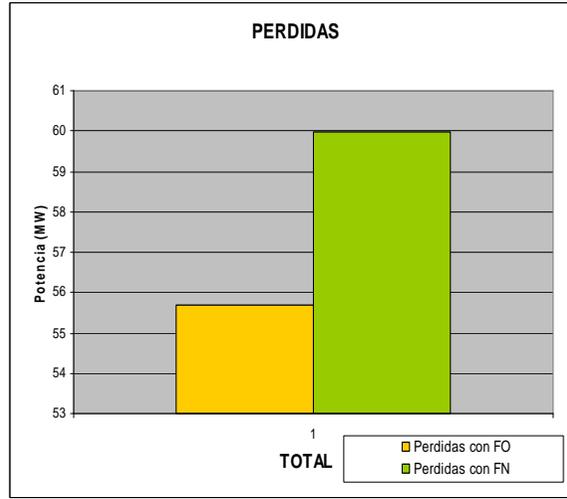
Caso Uno Fig. (4.64)



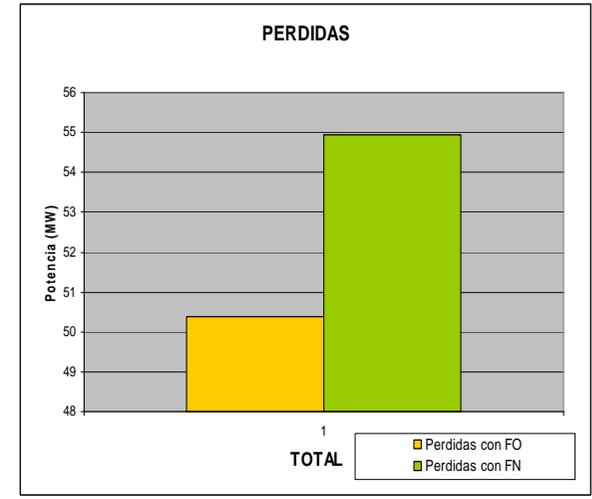
Caso Dos Fig. (4.65)



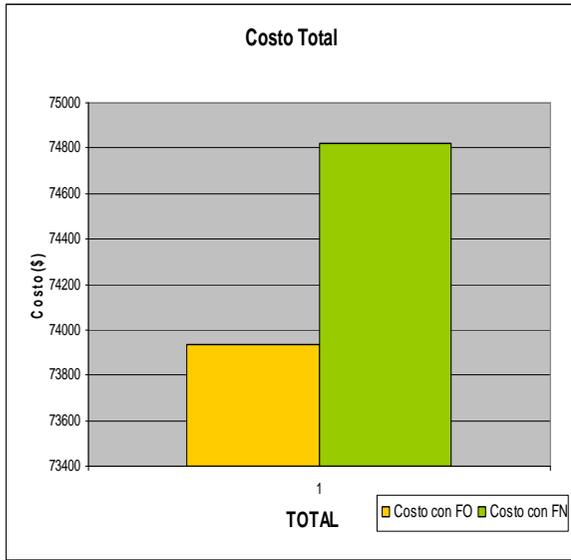
Caso Base Fig. (4.66)



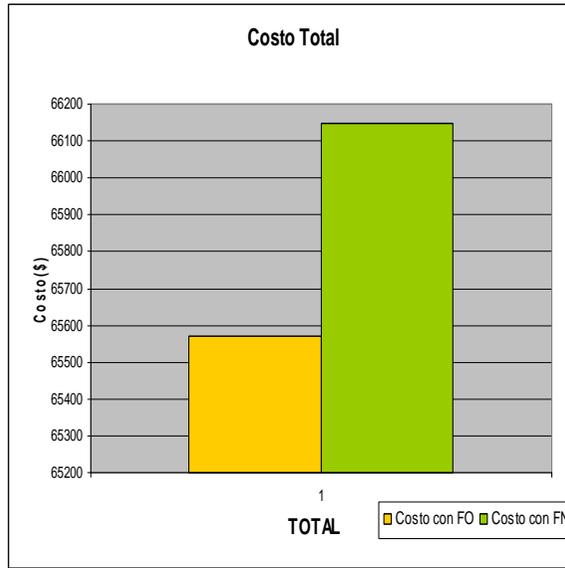
Caso Uno Fig. (4.67)



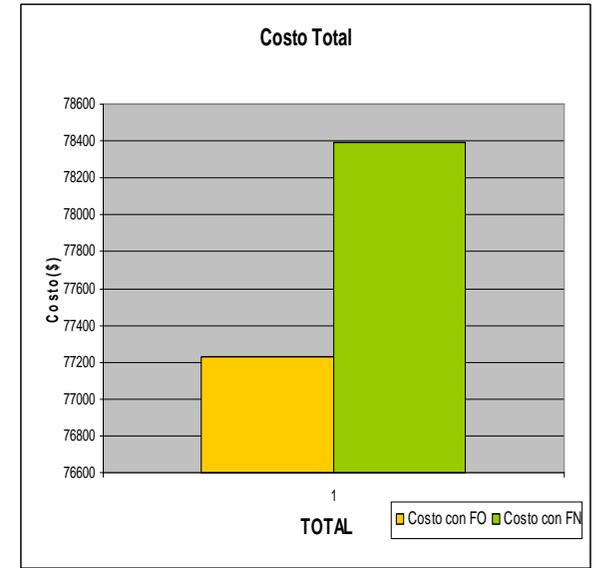
Caso Dos Fig. (4.68)



Caso Base Fig. (4.69)



Caso Uno Fig. (4.70)



Caso Dos Fig. (4.71)

La figura 4.72 muestra la cantidad de combustible consumida para los casos presentados y también se encuentra incluido el consumo que el CENACE obtuvo para el día de análisis, se observa que hay una clara diferencia en el consumo de residuo y diesel entre los casos antes mencionados.

Mientras que en la figura 4.73 se muestra que existe una cierta reducción de pérdidas al realizar el flujo óptimo de potencia en comparación del flujo de potencia

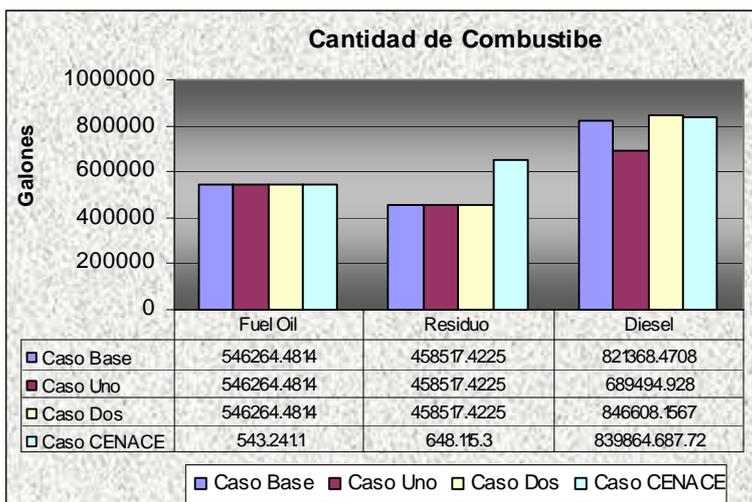


Fig. 4.72

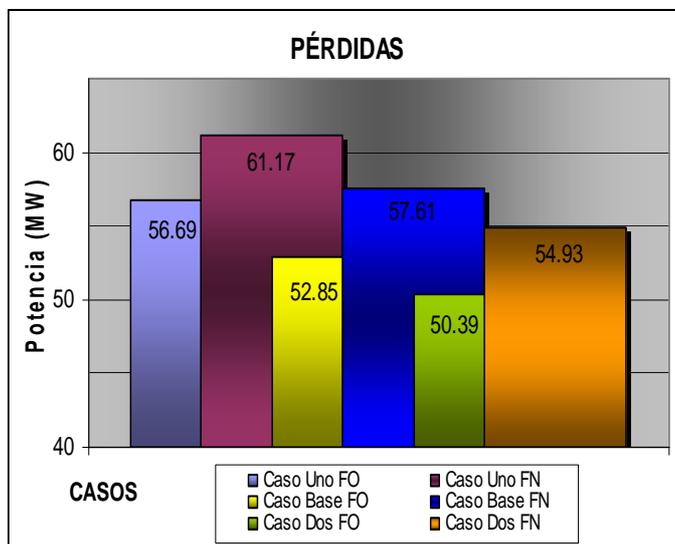


Fig. 4.73

5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- Se estableció una metodología sistemática para la programación de corto plazo de Unidades térmicas, considerando restricciones para el consumo de combustible y la cuota energética para las centrales tanto de Pucara como Paute.
- Se resolvió dos problemas para la programación de corto plazo, el primero es la selección de unidades con restricciones de combustible utilizando programación lineal - entera – mixta y el segundo es el problema del Flujo Optimo con restricciones de balance de potencia, este último se resuelve por medio de la programación no lineal.
- Al reducir la cantidad de diesel (activar la restricción de combustible) y aumentar la cuota energética dentro del problema de la selección de unidades, la función objetivo que es el costo total, se reduce considerablemente con respecto a los demás casos de estudio ya que el despacho de las unidades del parque generador térmico es sustituido por el despacho de las unidades hidráulicas en este caso por unidades de la central Paute.
- Al dejar relajada la restricción de combustible y reducir la cuota energética de la central Paute, se produjo un incremento de consumo de combustible diesel, esto indica un aumento de las unidades despachadas del parque generador térmico, el aumento del consumo del combustible implica tácitamente una subida en el costo total del sistema y también en el costo nodal de cada una de las barras.
- Los niveles de voltaje suben sustancialmente al realizar el flujo optimo en comparación con el flujo normal, dicha variación se debe a, la redistribución de potencia reactiva que a su vez produce la disminución de las pérdidas de potencia activa del sistema.

- Se estableció indicadores para el análisis del unit commitment y del flujo óptimo, dichos indicadores fueron costos nodales en cada una de las barras del sistema, niveles de voltajes, pérdidas totales, costo total del sistema, niveles de generación de potencia, los mismos que indican las acciones de control a tomar dentro del despacho para conseguir el objetivo deseado.
- El efecto de la optimización de un sistema hidro-térmico es lograr el cubrimiento de la demanda con una combinación de los recursos de generación disponibles de tal modo que la potencia requerida a la generación térmica sea la mínima posible.
- La utilización del FOP (flujo óptimo de potencia) en el presente estudio cubre los requerimientos de considerar las pérdidas del sistema y estudios posteriores podrían introducir dentro del análisis la capacidad de transporte de la red.
- Las restricciones que se han propuesto para problema de selección de unidades y flujo óptimo no necesariamente son las únicas, en el supuesto caso de agregar más restricciones a los problemas, se lo puede hacer variando el código fuente del archivo que usa el optimizador para la solución de los problemas antes mencionados.
- Se recomienda leer detenidamente el manual que se encuentra el anexo 4, el mismo que explica como usar la macro para realizar sistemáticamente los pasos necesarios que permiten obtener los archivos para realizar el flujo óptimo de potencia y desplegar indicadores que ayudan a la toma de acciones dentro del despacho.

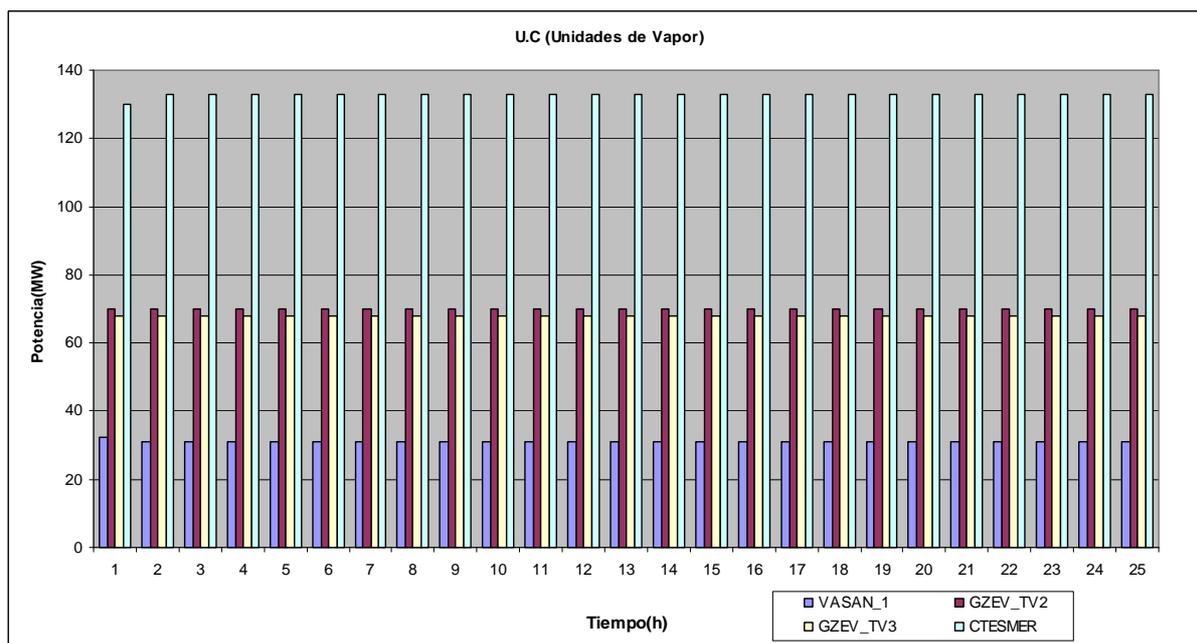
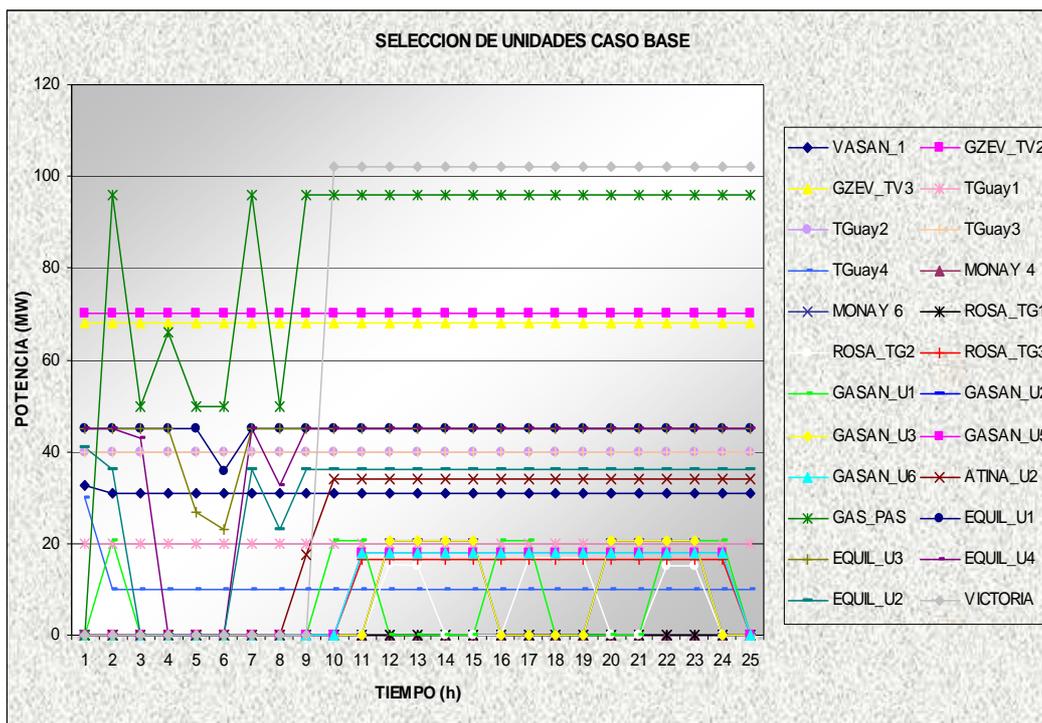
6. BIBLIOGRAFÍA

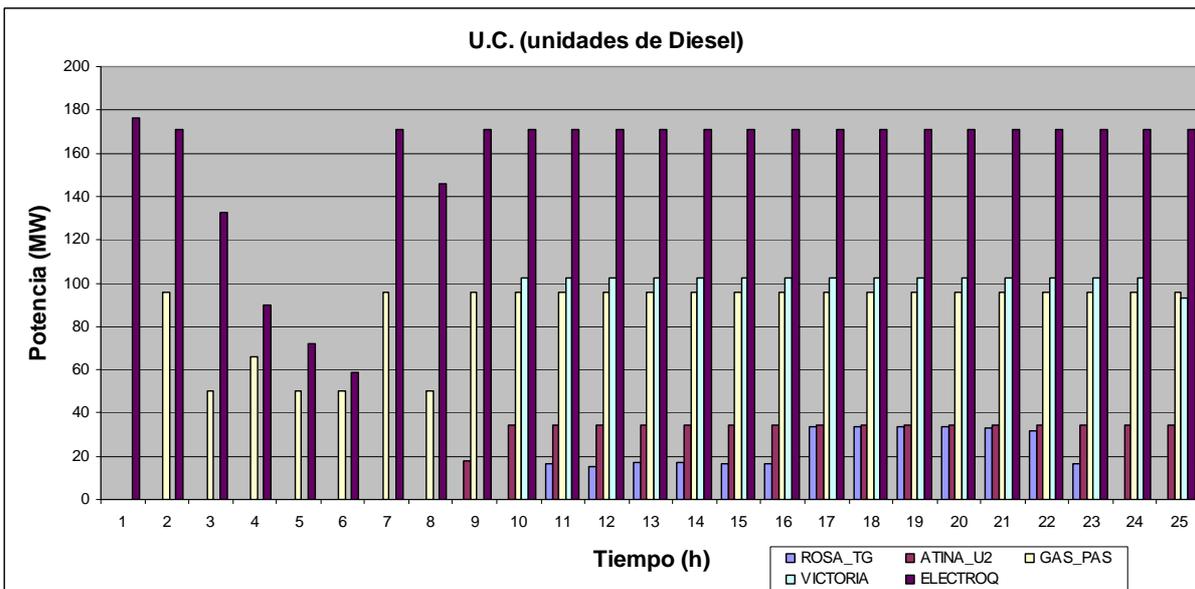
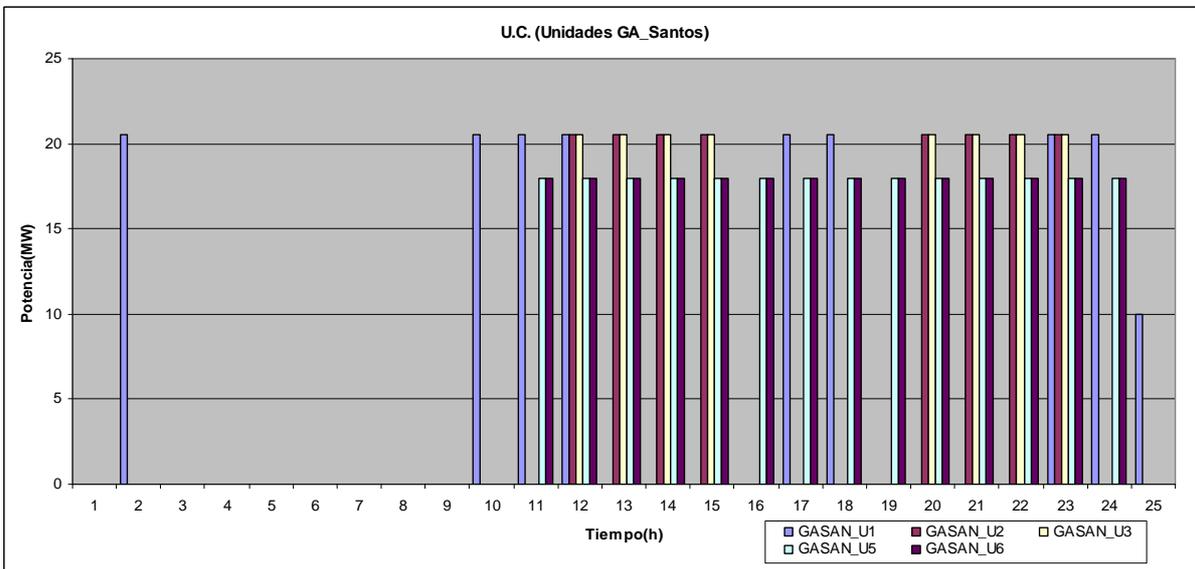
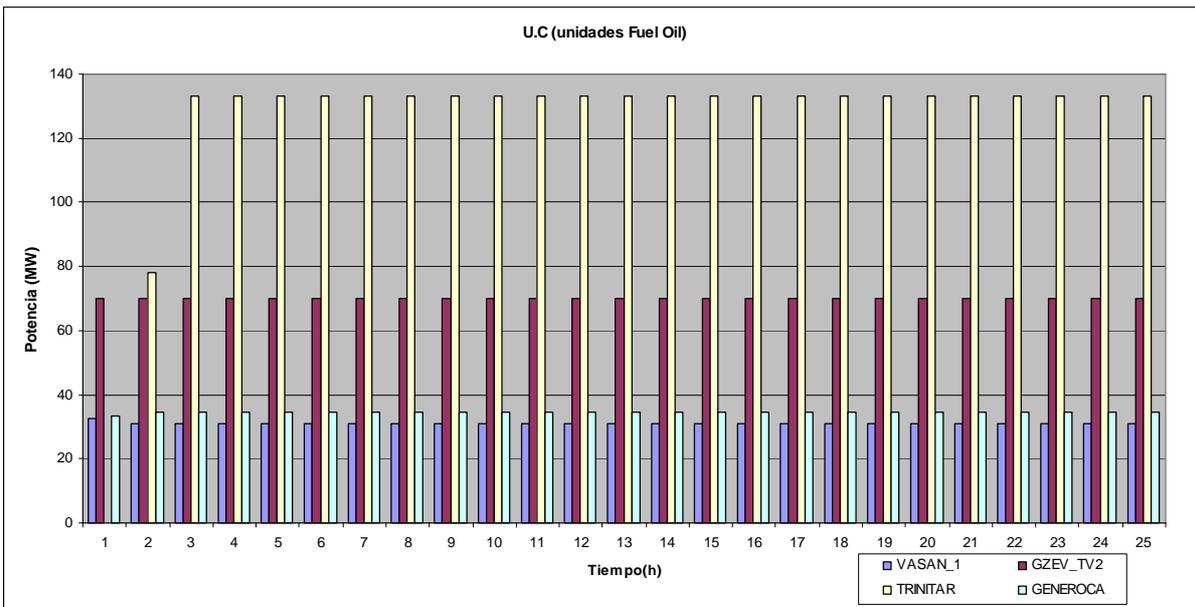
- [1] Minliang Wang, Boming Zhang, Youman Deng “A novel unit commitment method considering various operation constrains.”
IEEE 0-7803-5935- 6/00/\$10.00©2000”
- [2] Bertsekas, D. P., Lauer, G. S., Sandell, N. R., and Posbergh, T. A., “Optimal Short-Term Scheduling of Large-Scale Power Systems,”
IEEE Trans. Automatic Control, 28(1), 1–11 (1983).
- [3] Brannlund, H., Sjelvgren, D., and Bubenko, J., “Short Term Generation Scheduling with Security Constraints,”
IEEE Trans. Power Syst., 1(3),310–316 (1988).
- [4] Chattopadhyay, D., “Application of General Algebraic Modeling System to Power System Optimization,”
IEEE Trans. Power Systems 14(1), 15– 22 (Feb. 1999).
- [5] Ferreira, L. A. F. M., “On the Duality Gap for Thermal Unit Commitment Problems,” *Proc ISCAS’93*, 2204–2207(1993).
- [6] Jiménez Redondo, N., and Conejo, A. J., “Short-Term Hydro-Thermal Coordination by Lagrangian Relaxation: Solution of the Dual Problem,”
IEEE Trans. Power Syst., 14(1), 266–273 (1999).
- [7] 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 1966.
- [8] M. Aganagic, B. Awobamise, G. Raina, A.I. McCartney “Economic dispatch with generation contingency constraints”
IEEE transactions on Power Systems, Vol 12, No 3, August 1997.
- [9] <http://www.gams.com> “Manuales con ejemplos aplicativos. PDF”.
- [10] Wood, A. J., and Wollenberg, B. F., *Power Generation Operation and Control*, 2nd ed., Wiley, New York, 1996.
- [11] Operación Económica de sistemas eléctricos de potencia.
EGEM S.A. (Empresa de Generación Eléctrica Machupicchu)
www.rcp.net.pe/EGEMSA
- [12] Manual de Usuario de GAMS (General Algebraic Modeling System).

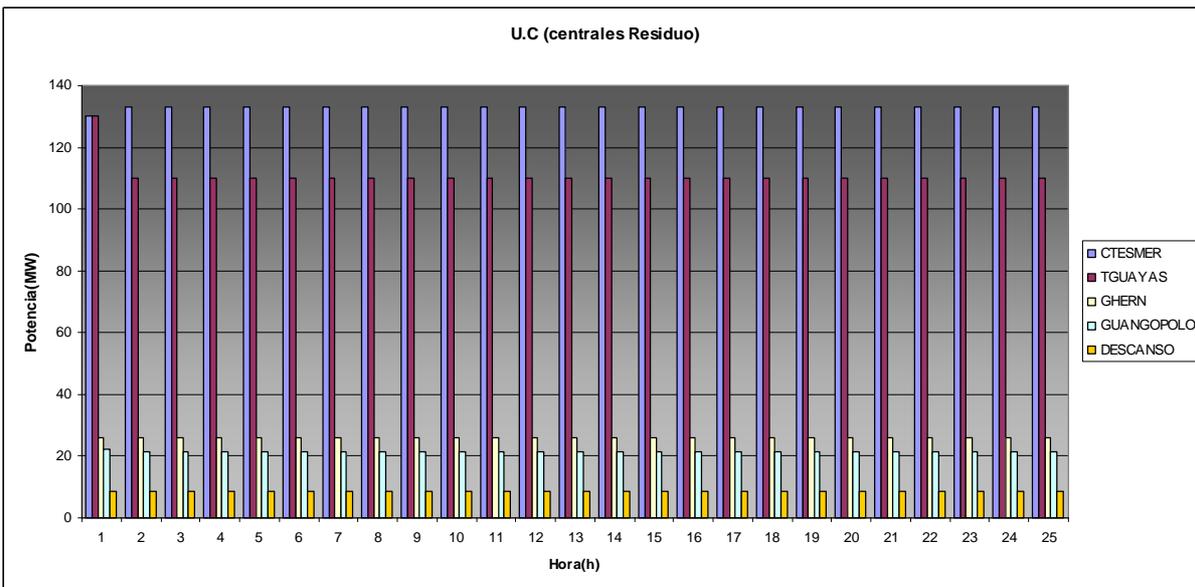
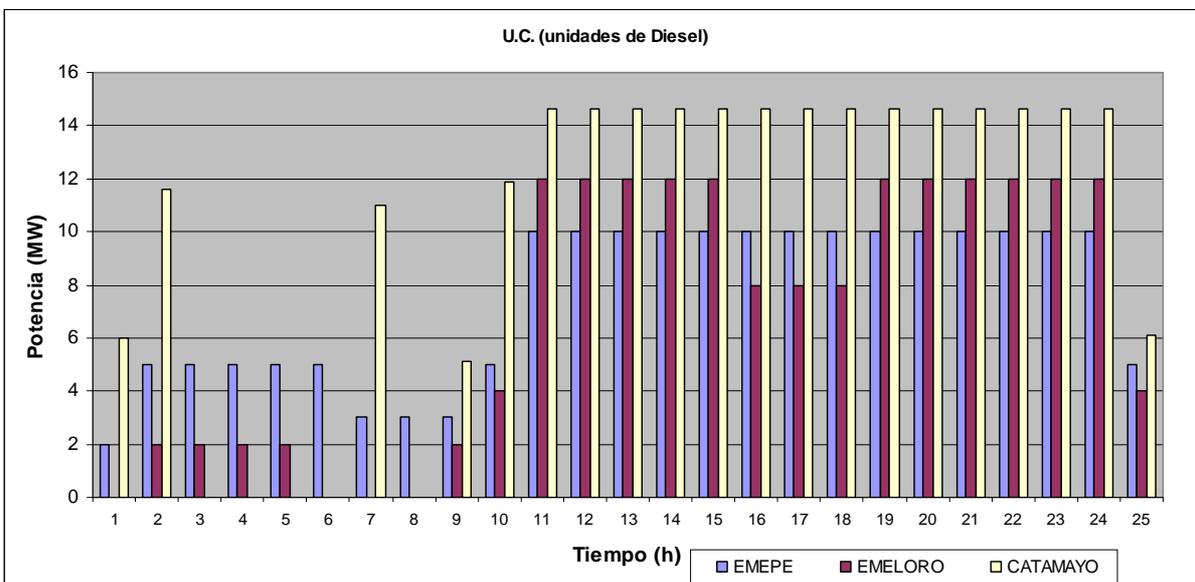
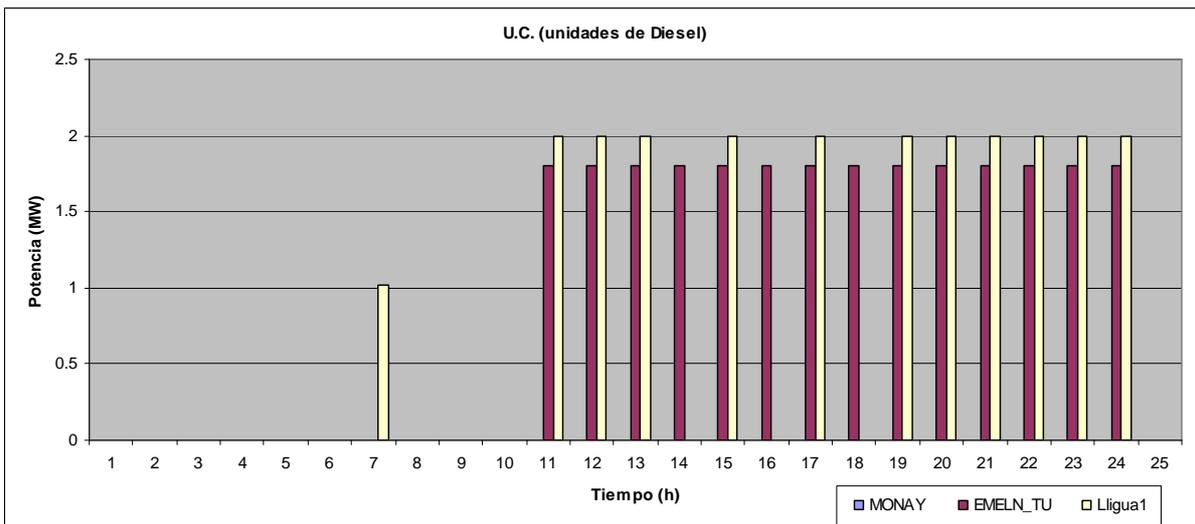
7. ANEXOS

ANEXO 1

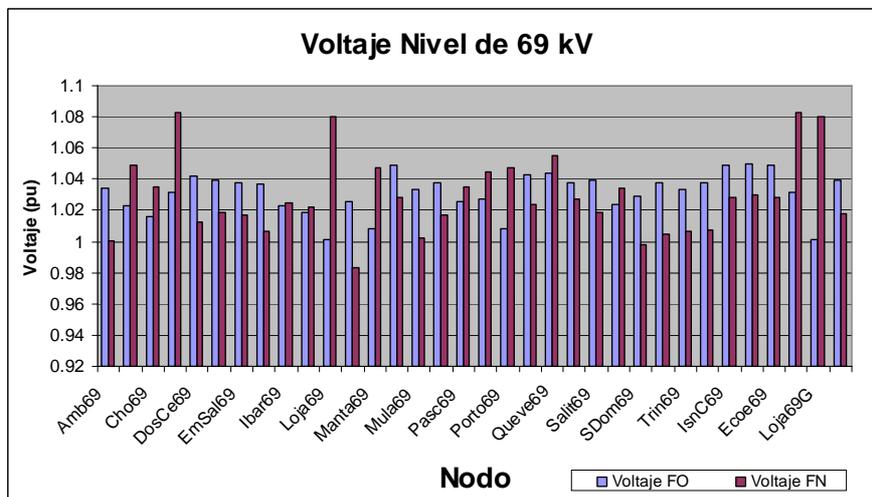
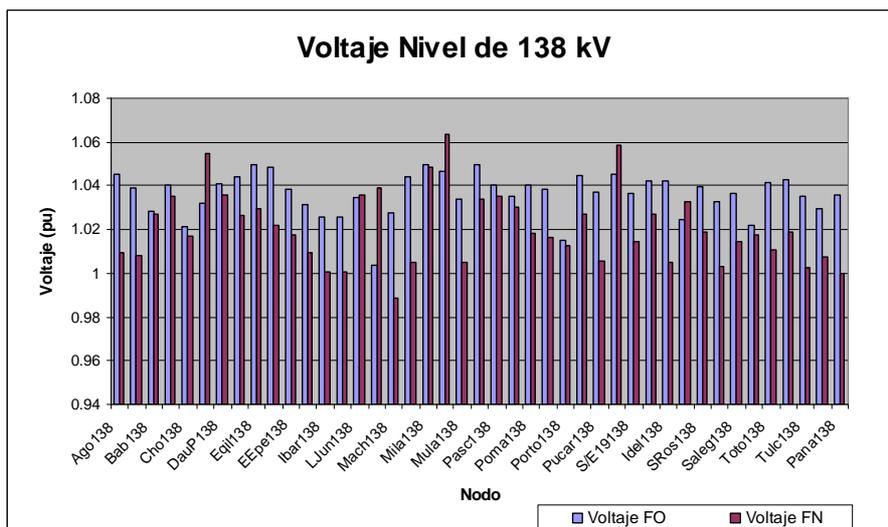
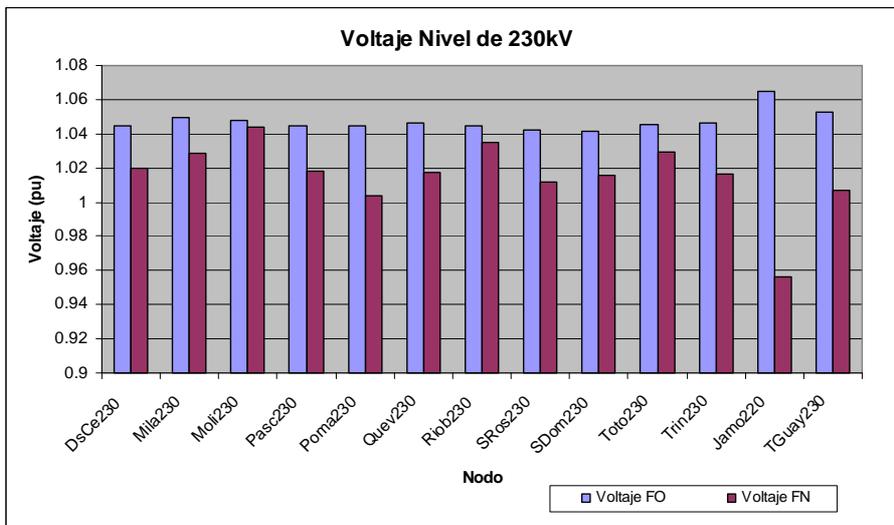
Gráficos de la selección de unidades tomando una cuota energética normal establecida por políticas de operación y un stock de combustible (diesel) suficiente para que no exista la respectiva restricción. Considerando la selección de unidades antes mencionada se realiza el flujo óptimo, obteniendo los siguientes gráficos relevantes como niveles de voltaje, costos, perdidas y los verdaderos valores de generación de potencia activa y reactiva para la demanda mínima, media y punta.

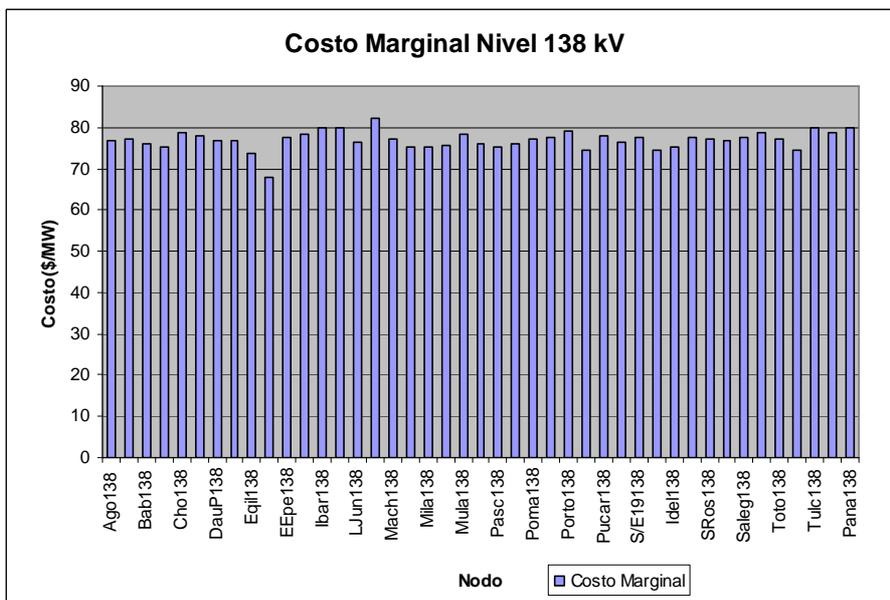
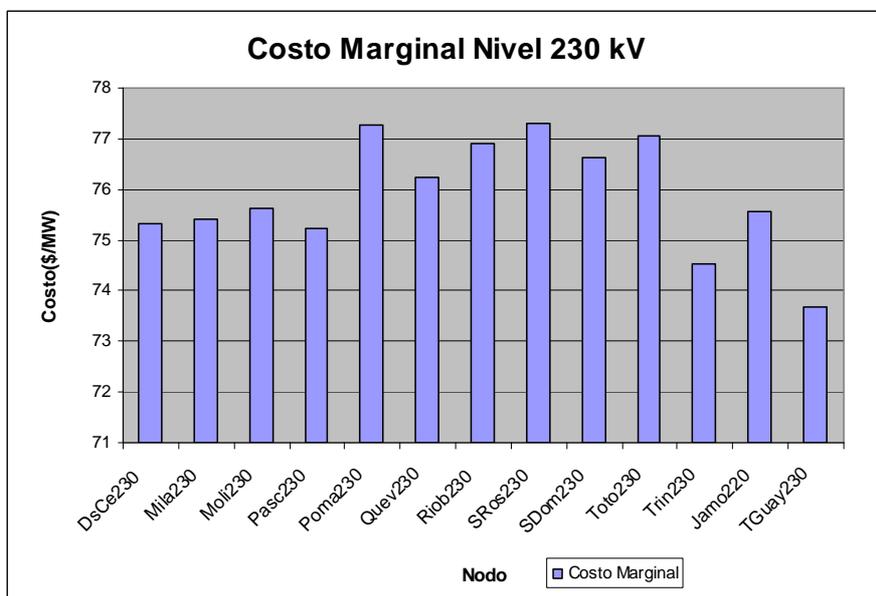
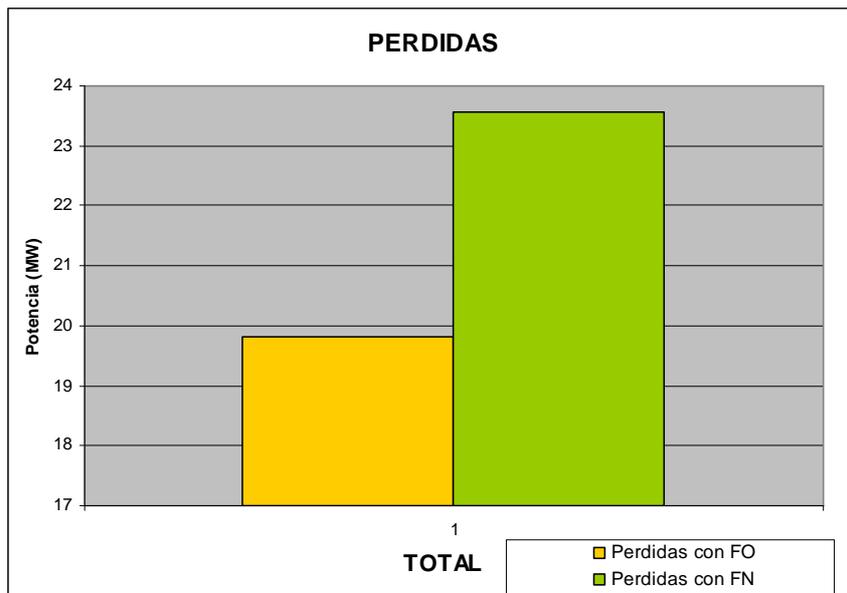


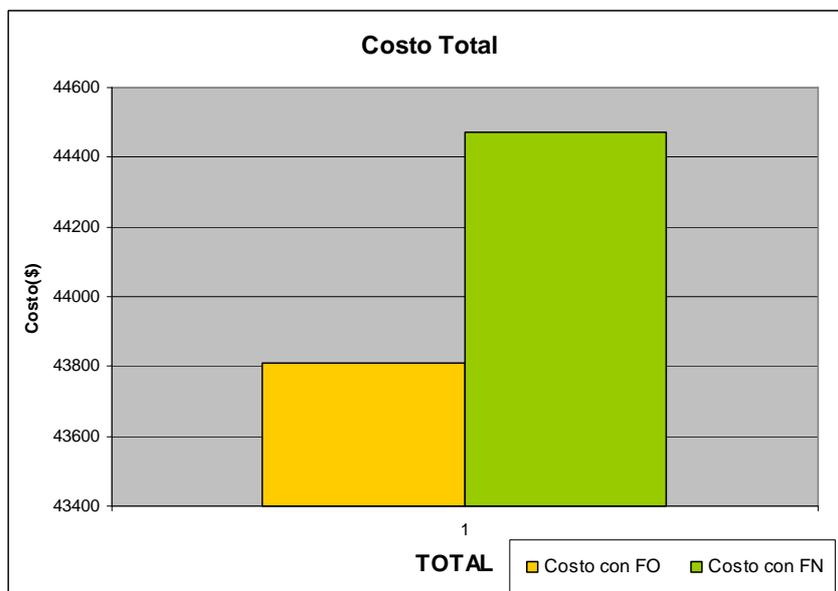
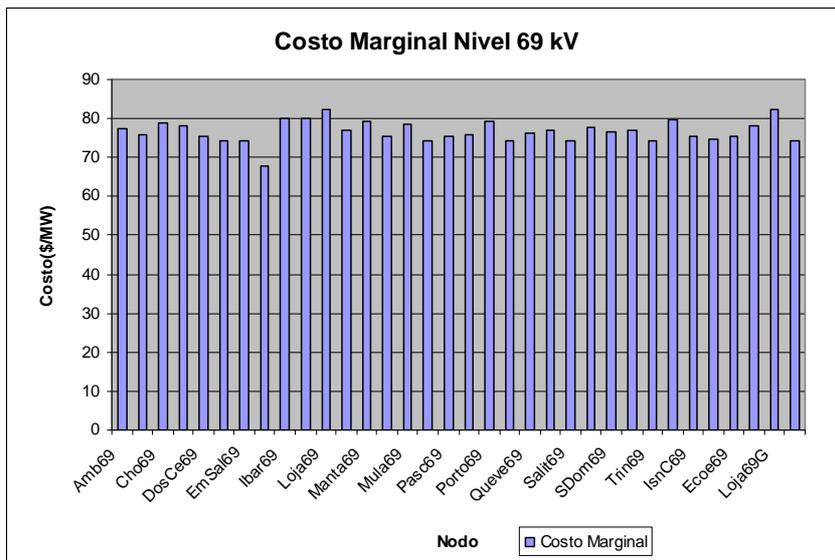


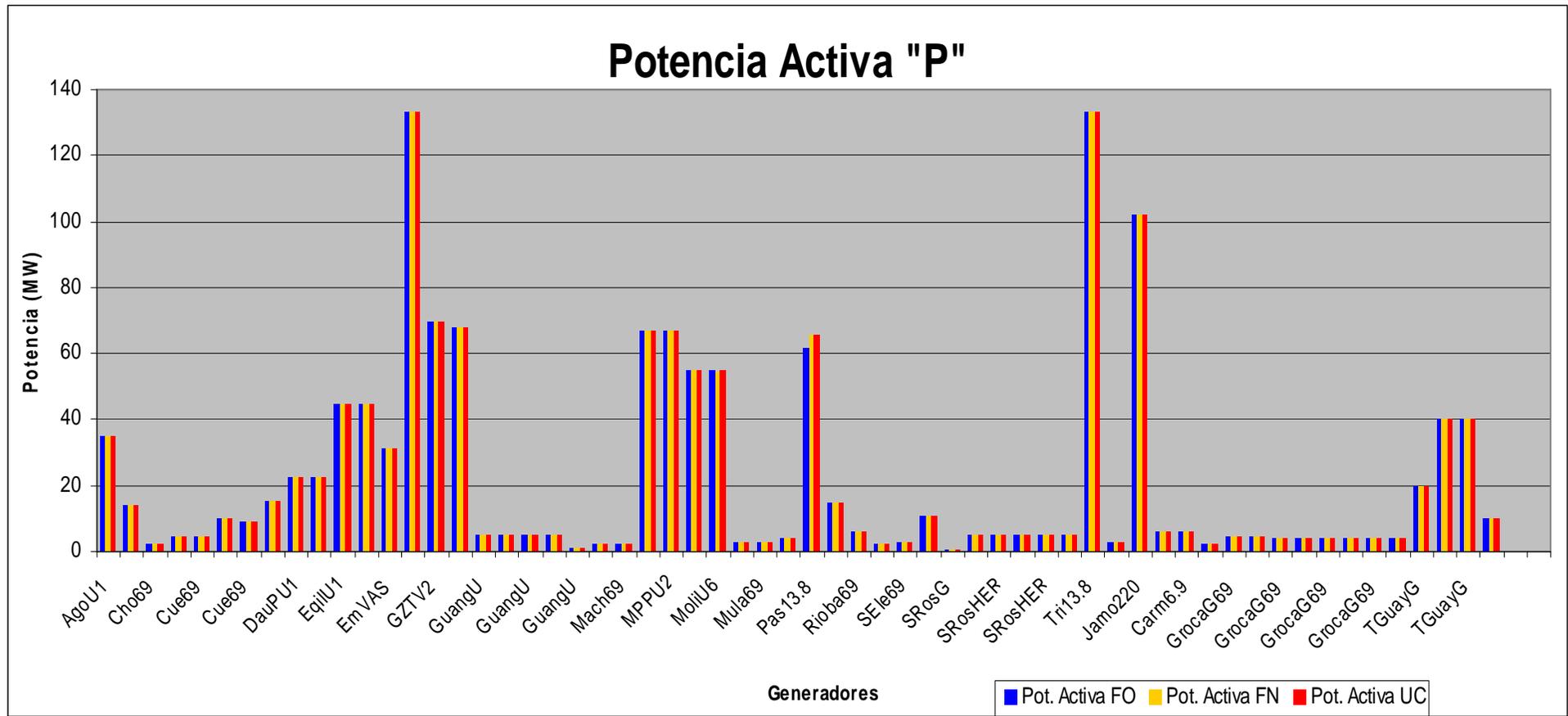


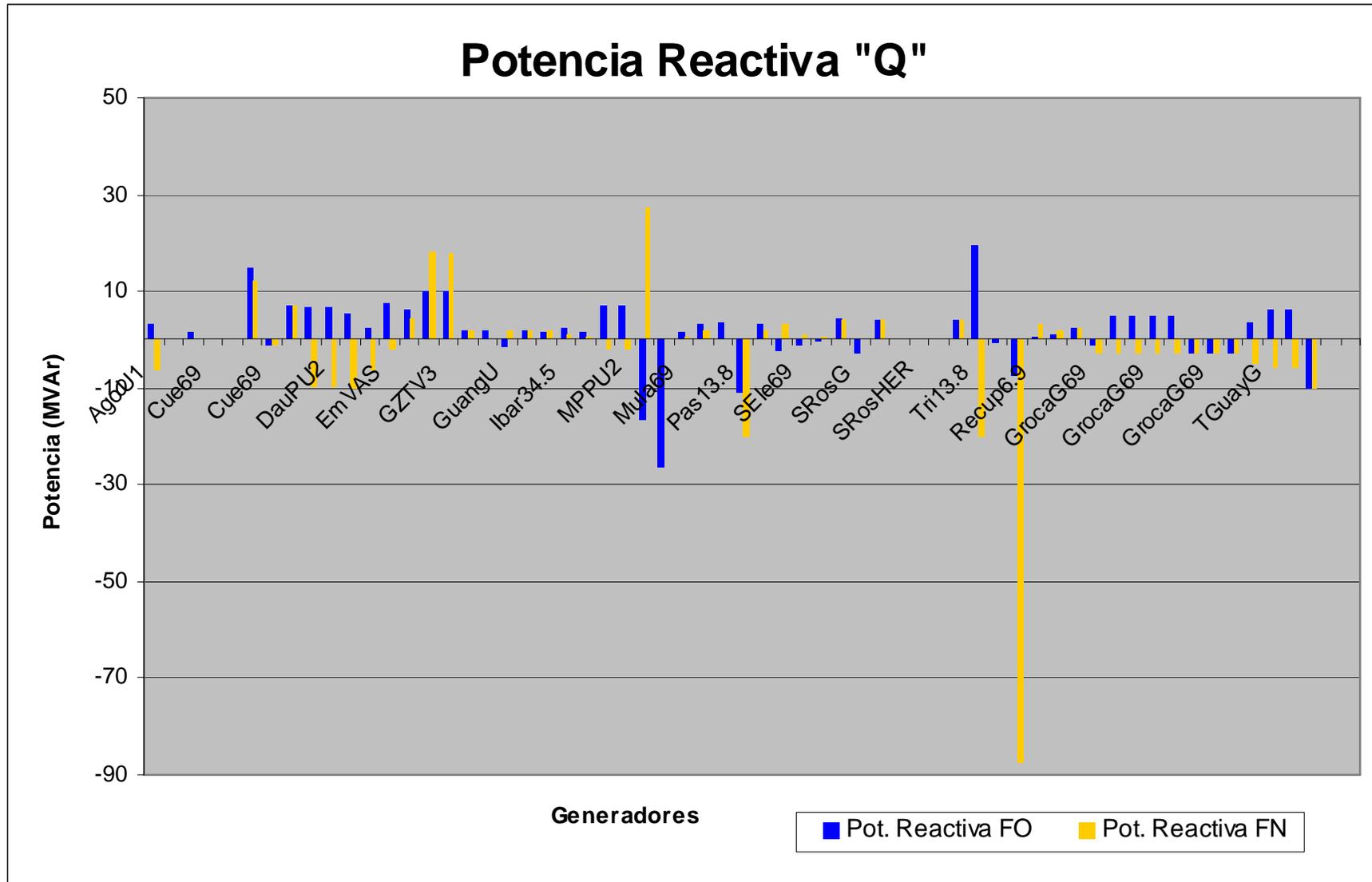
DEMANDA MINIMA



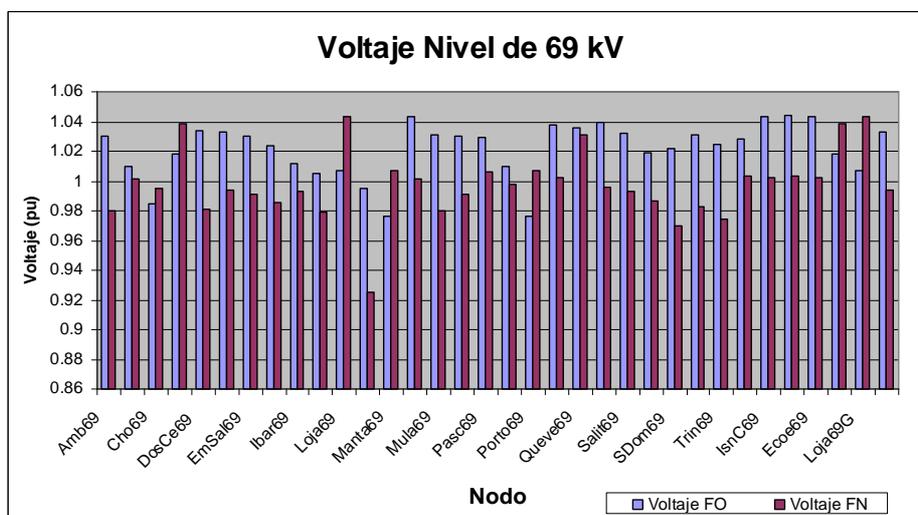
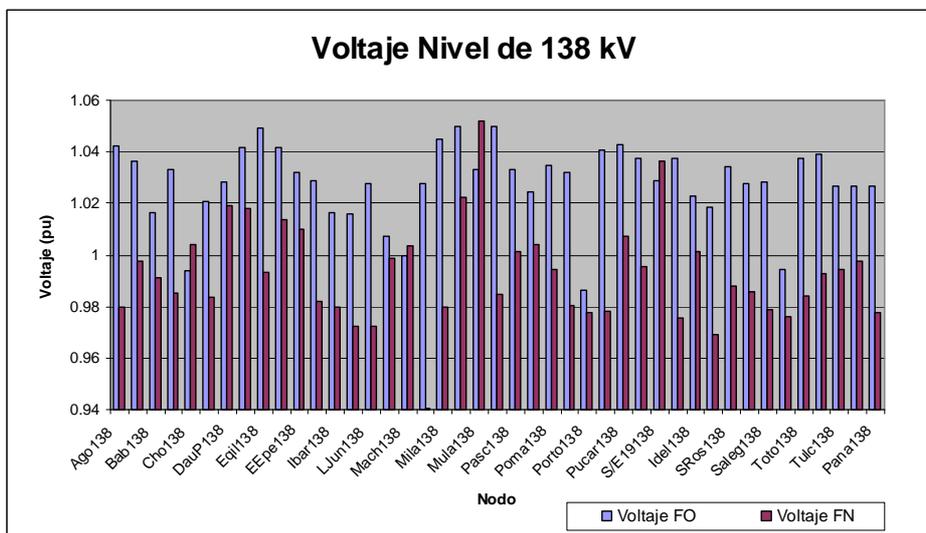
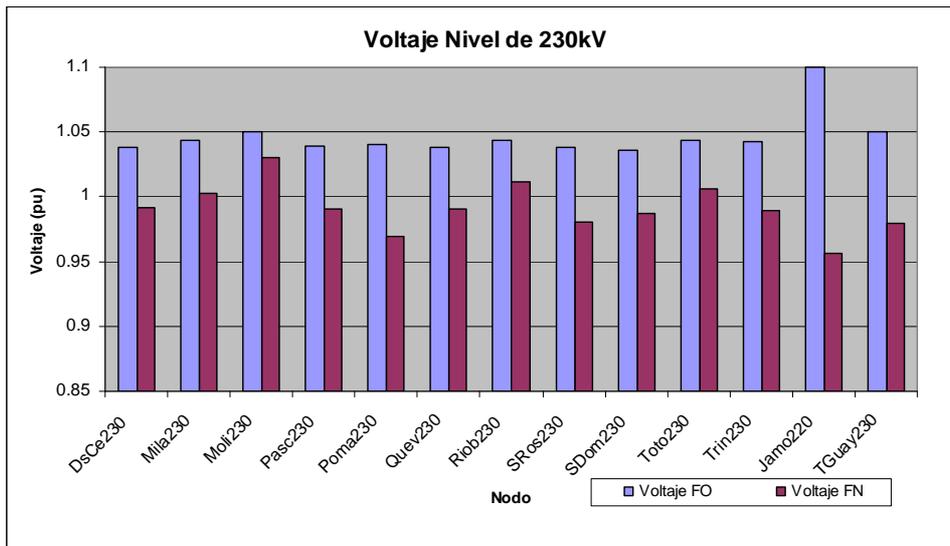


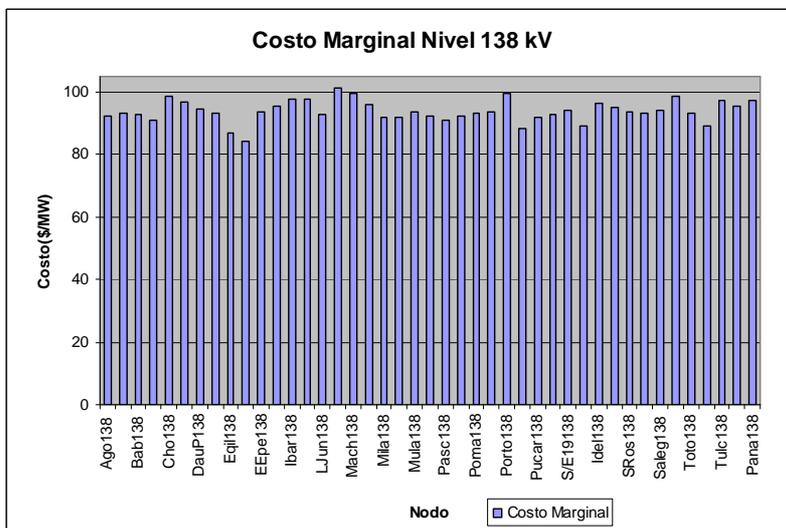
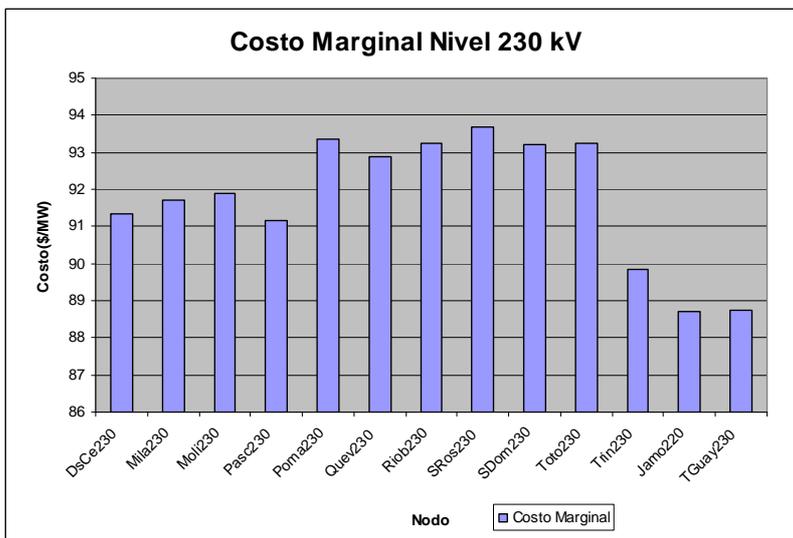
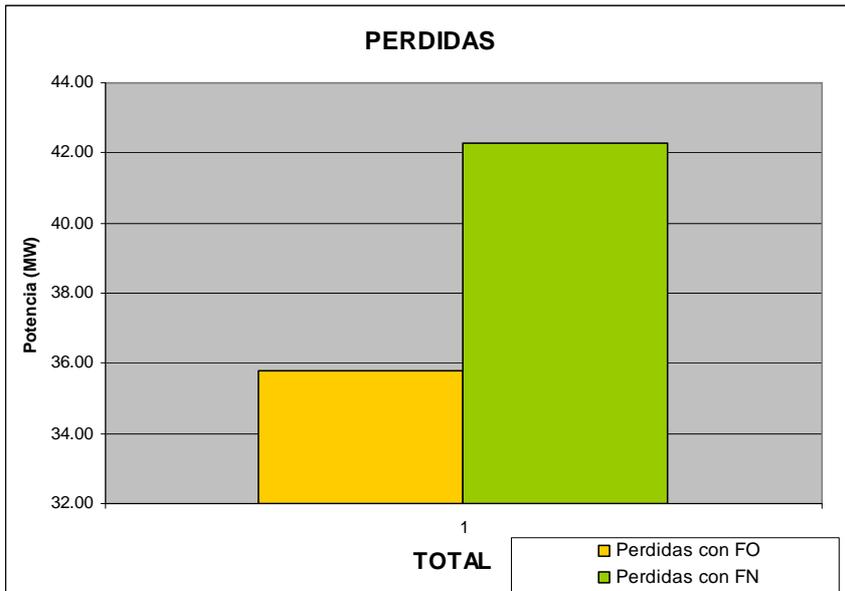


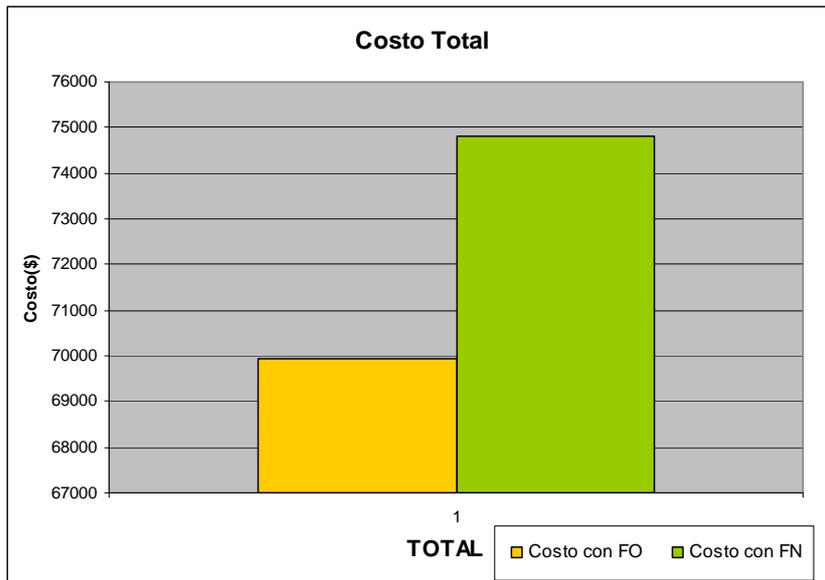
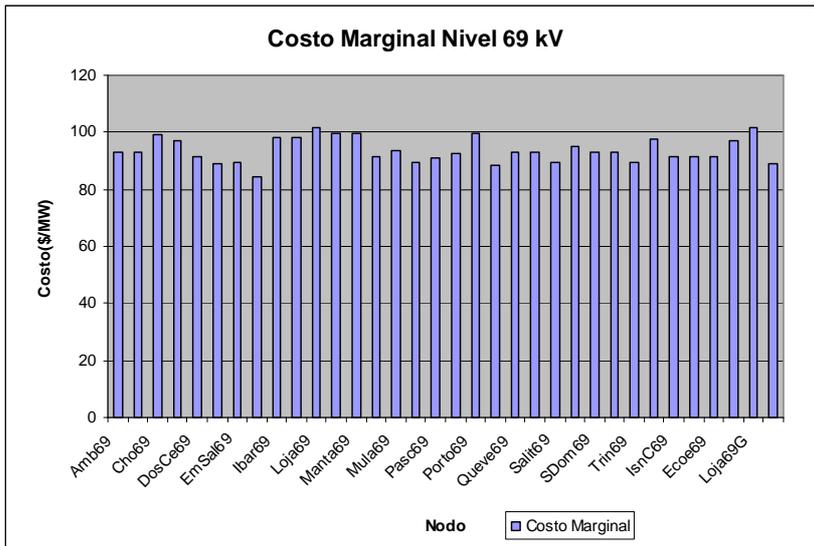


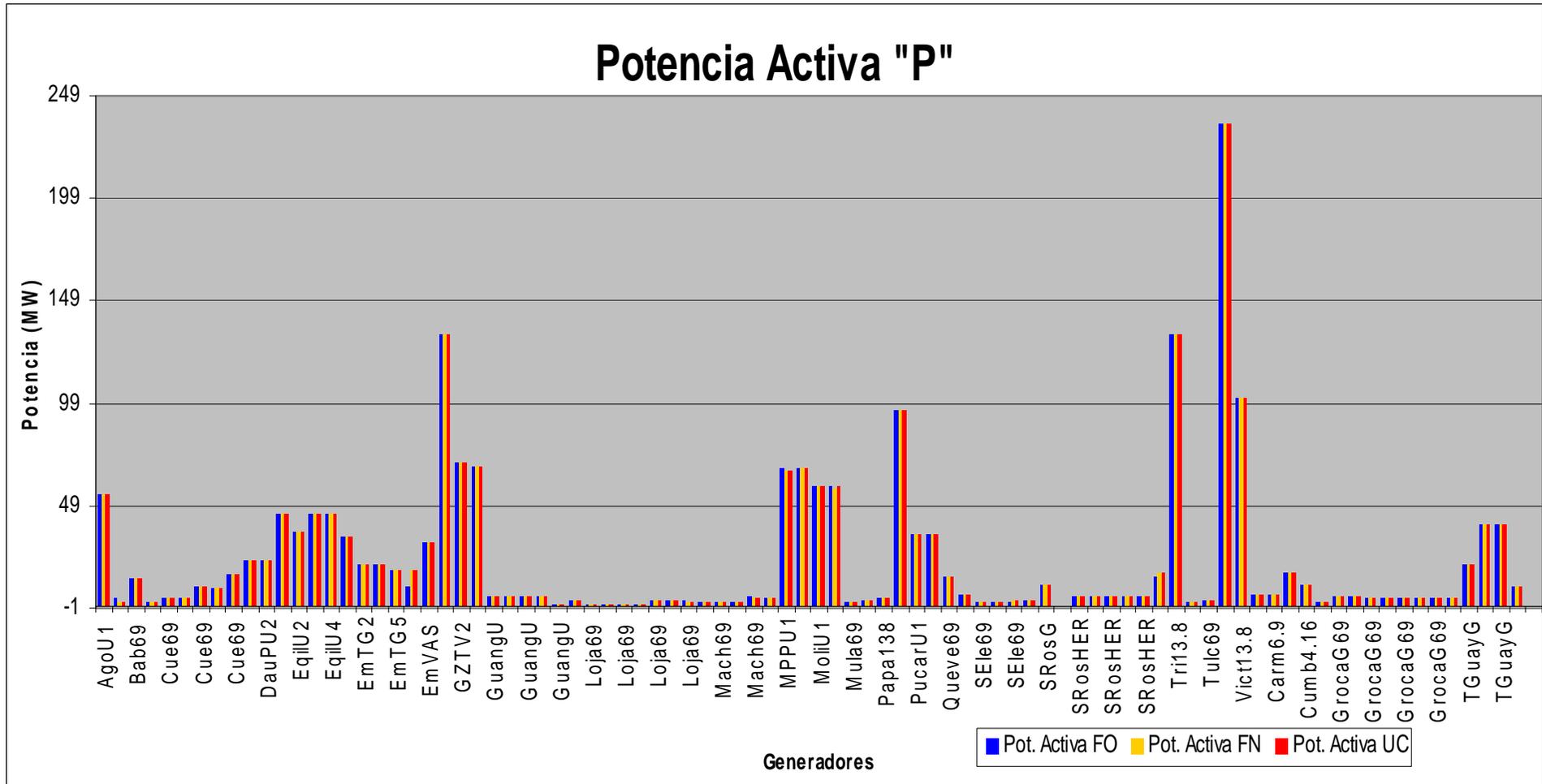


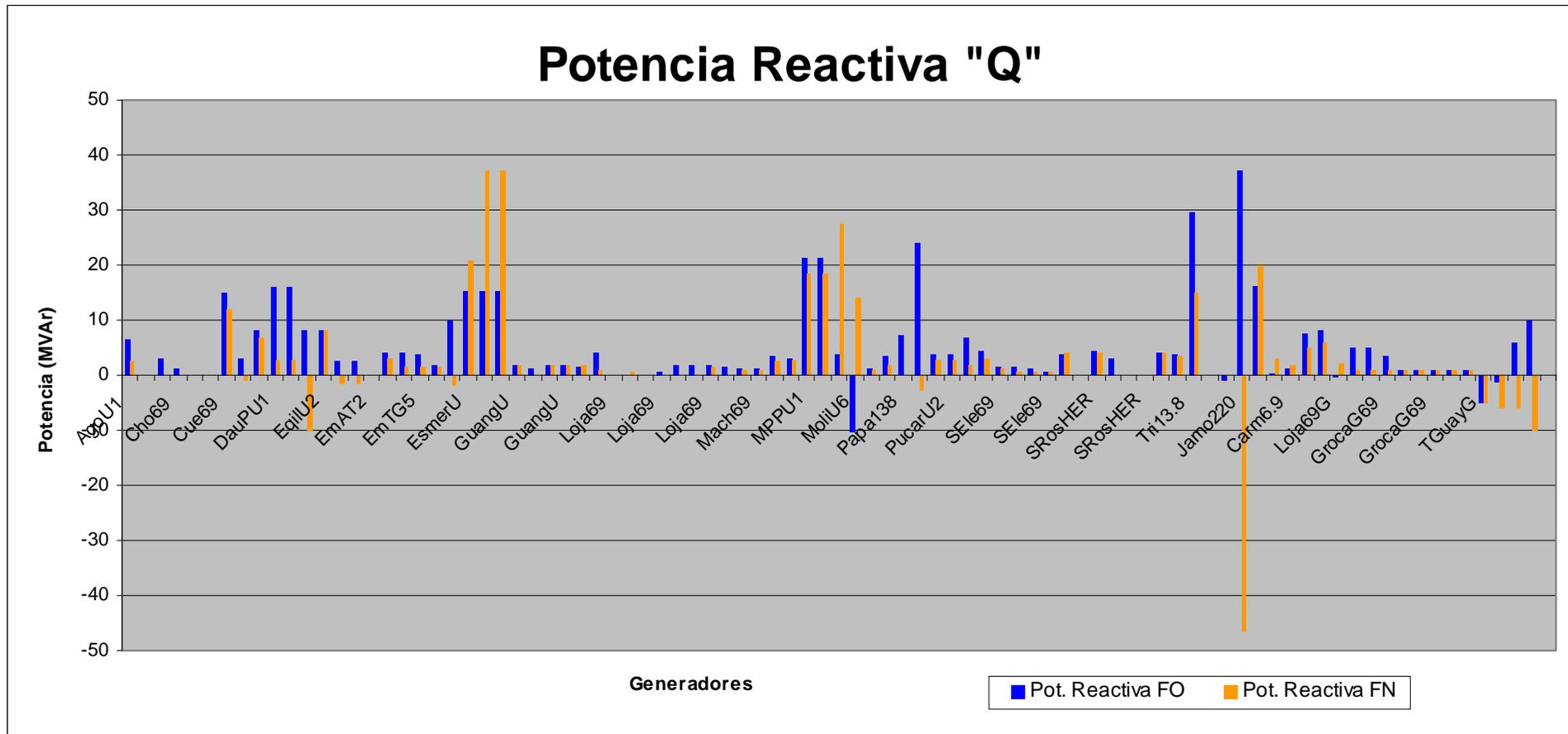
DEMANDA MEDIA



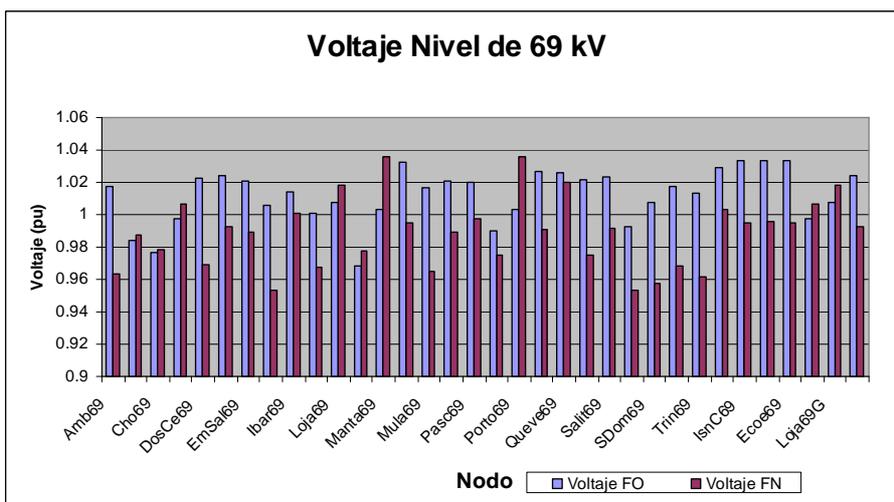
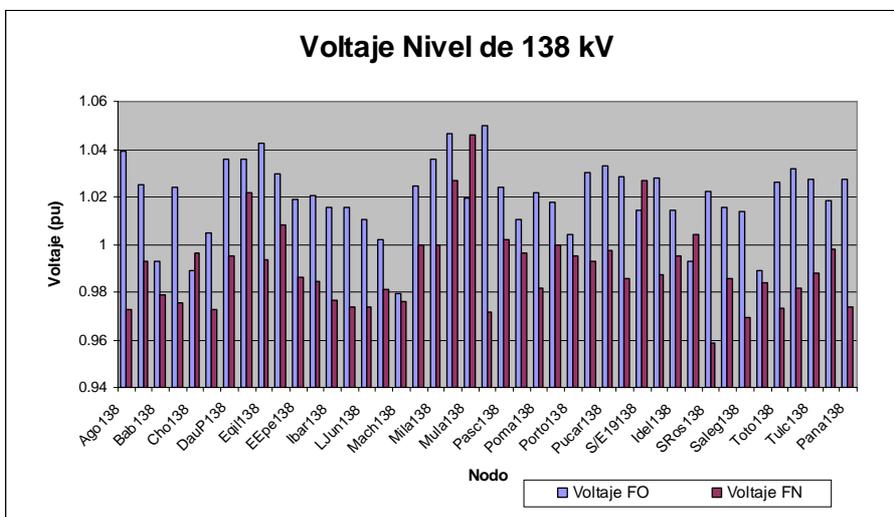
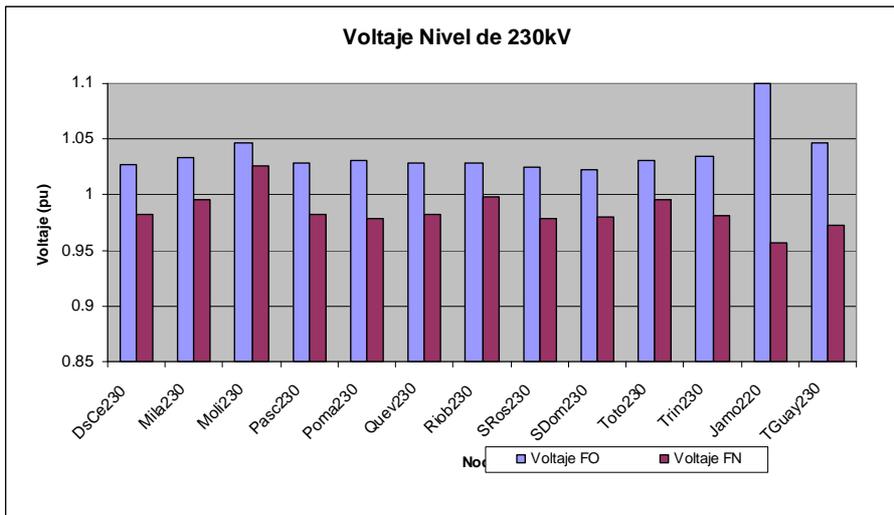


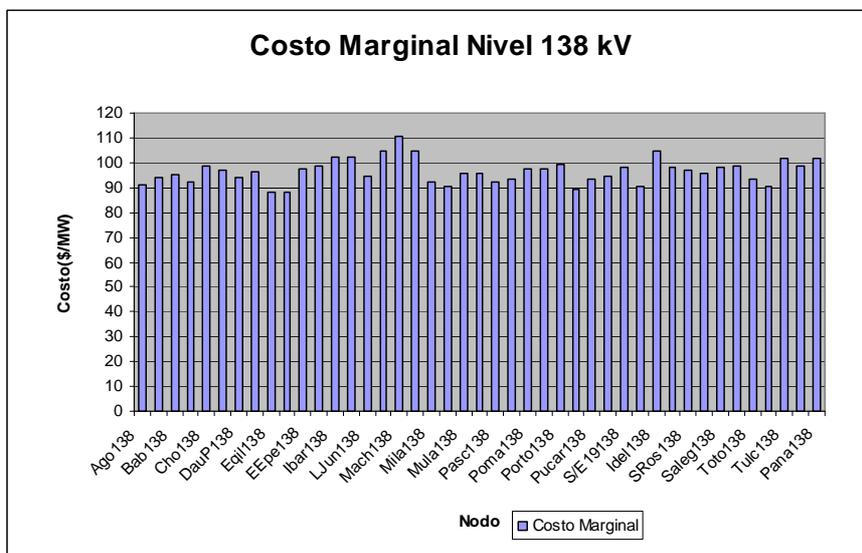
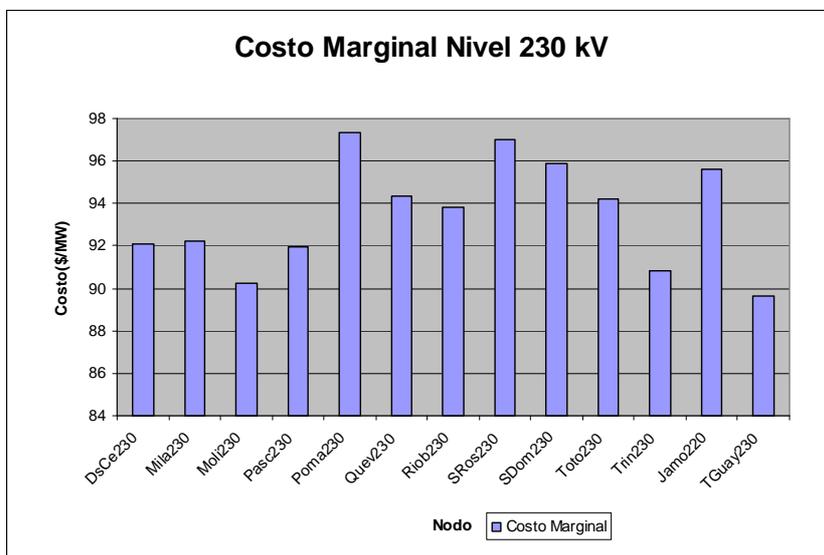
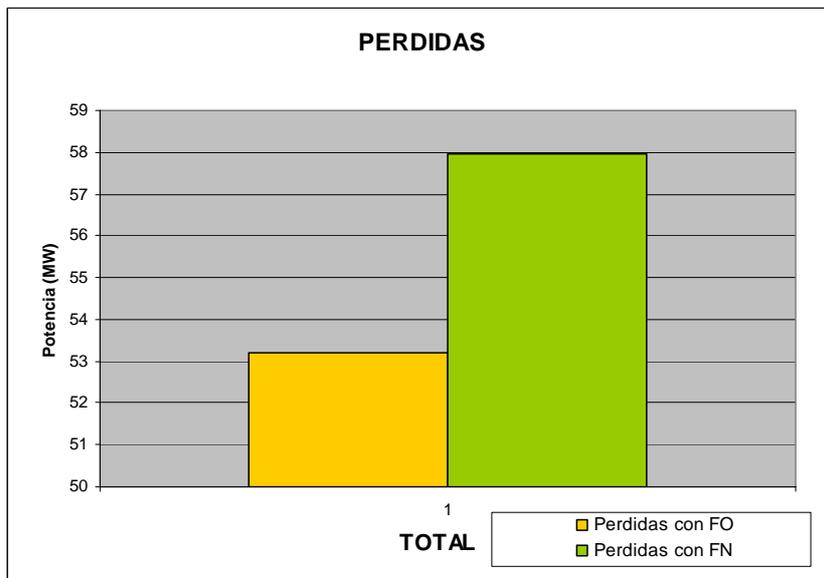


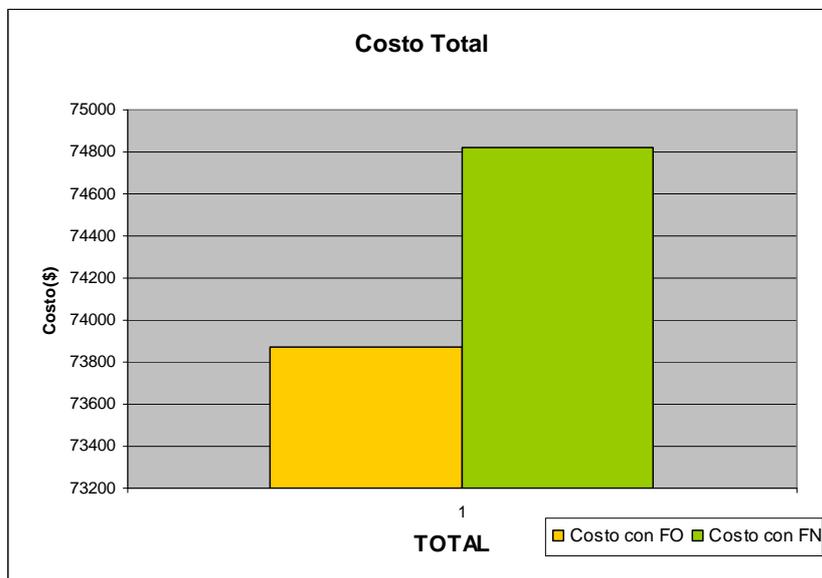
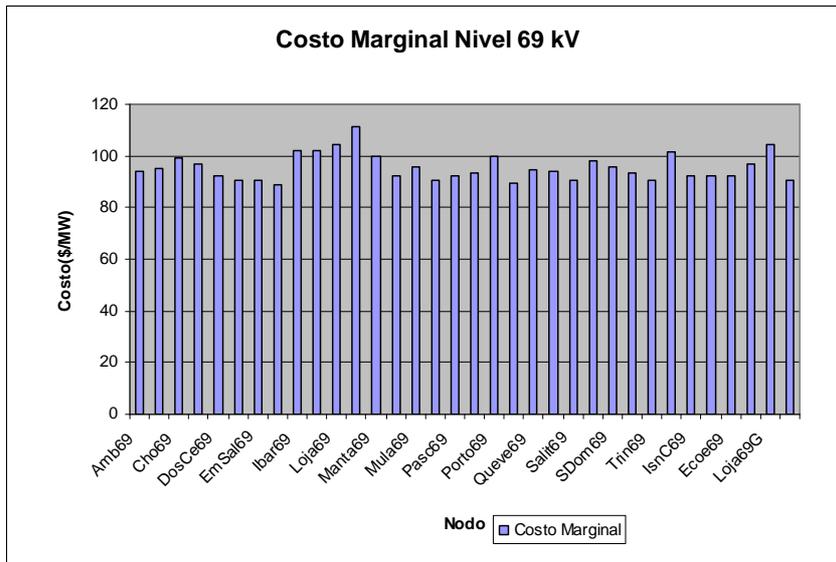


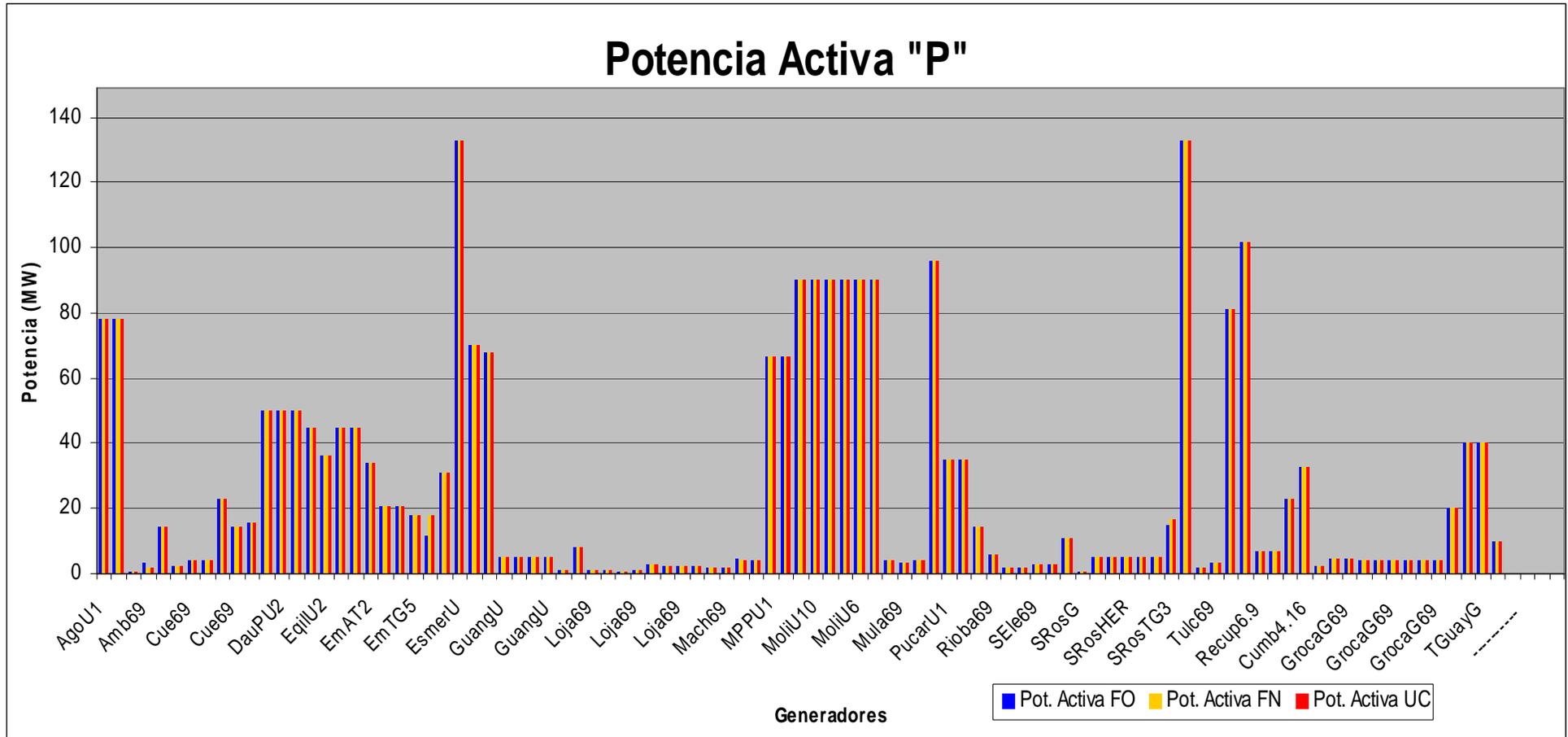


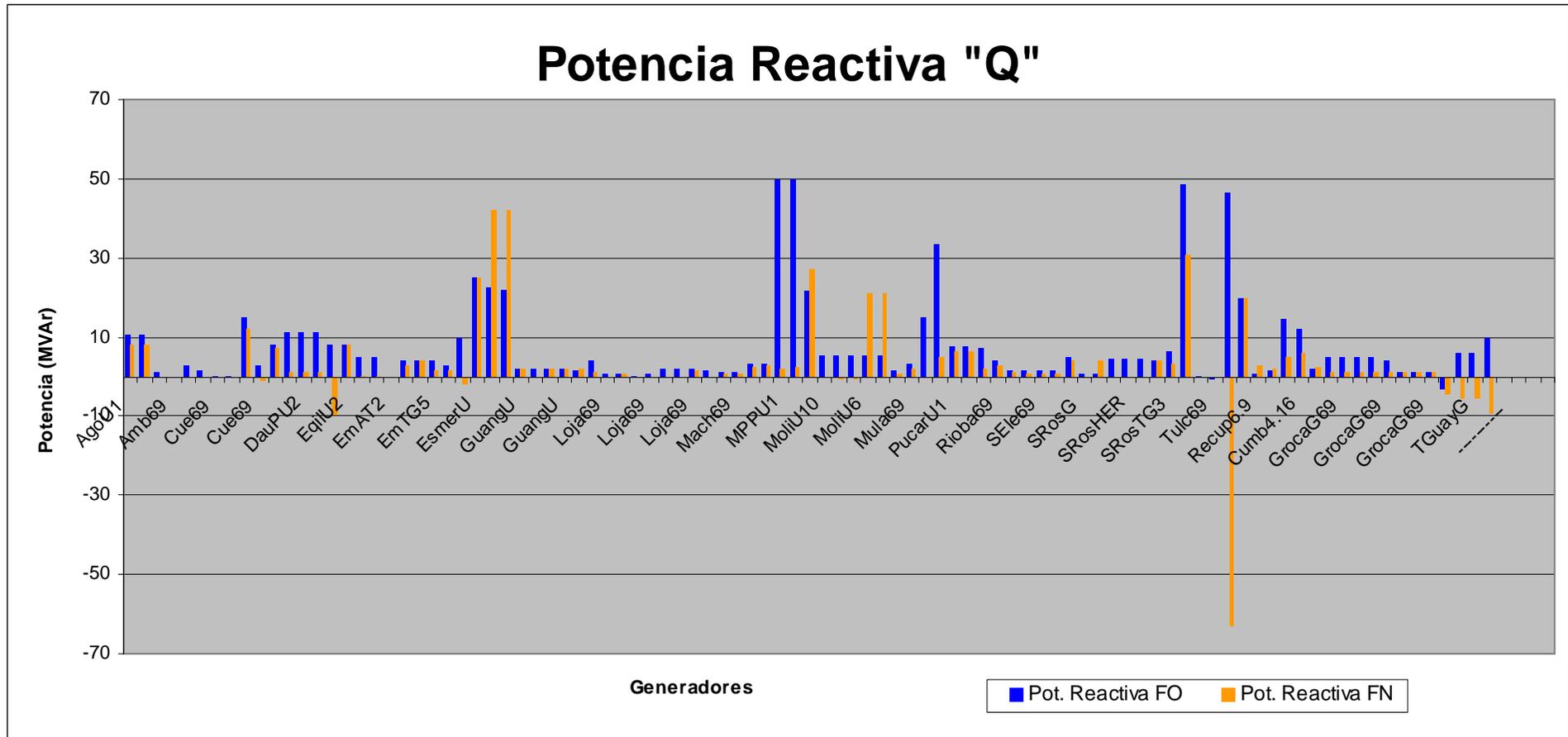
DEMANDA MAXIMA





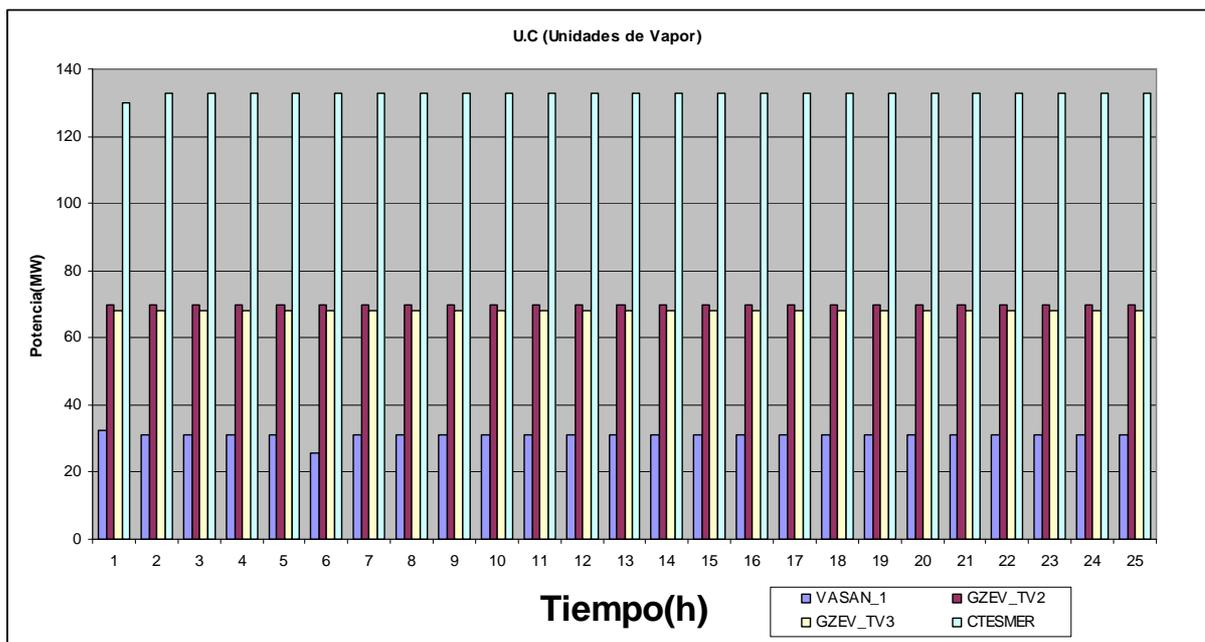
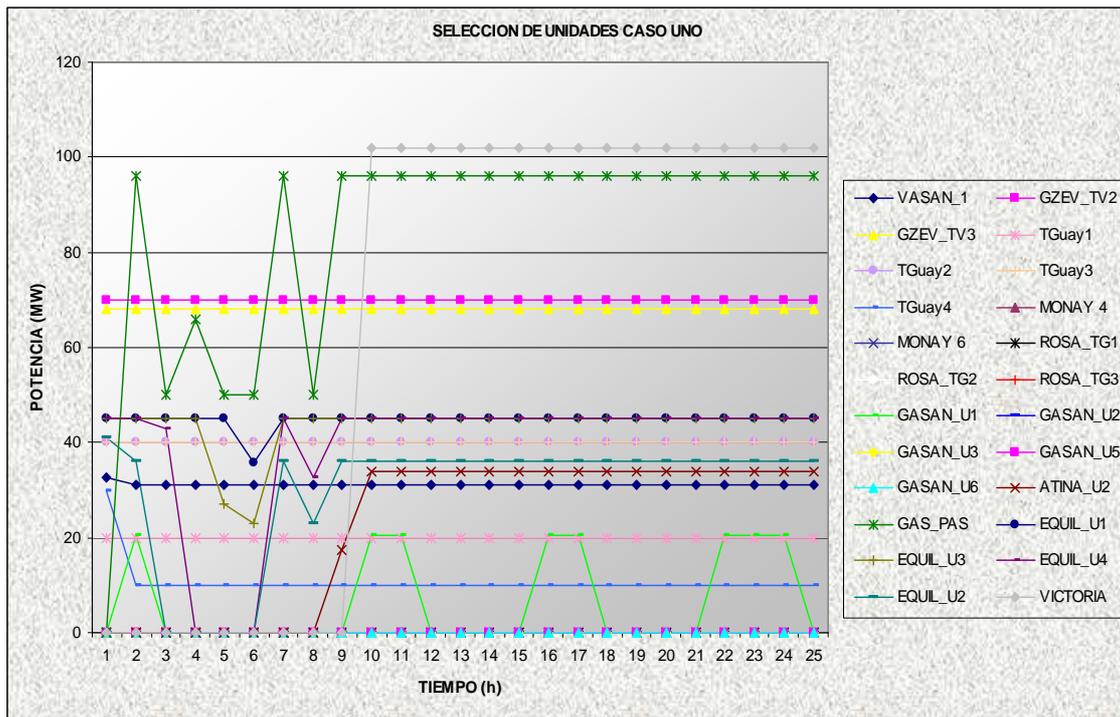


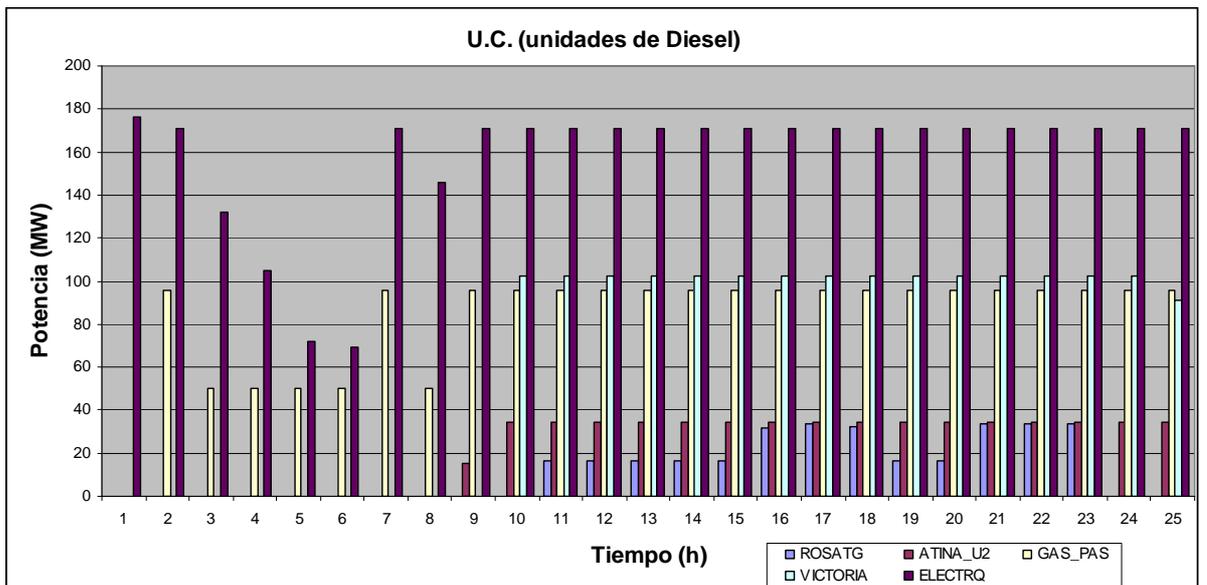
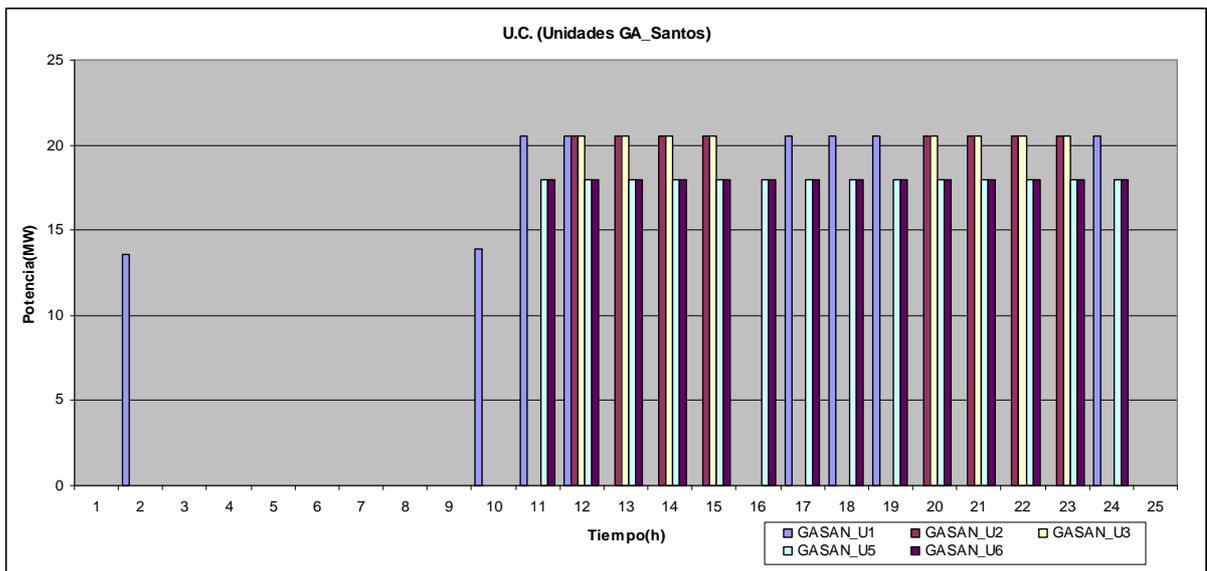
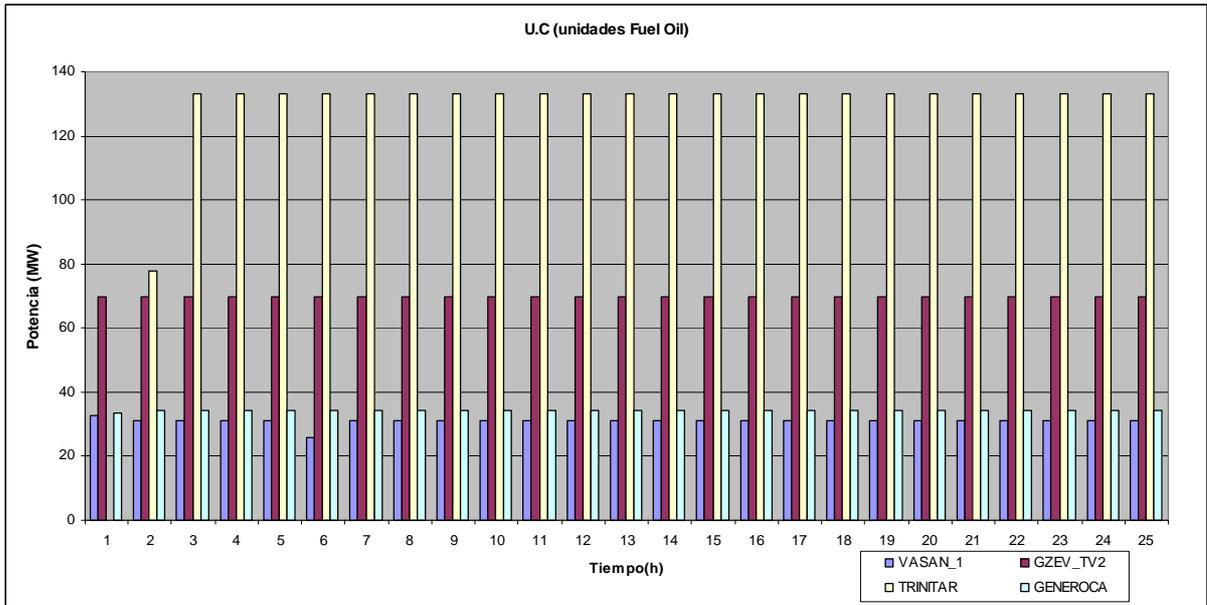


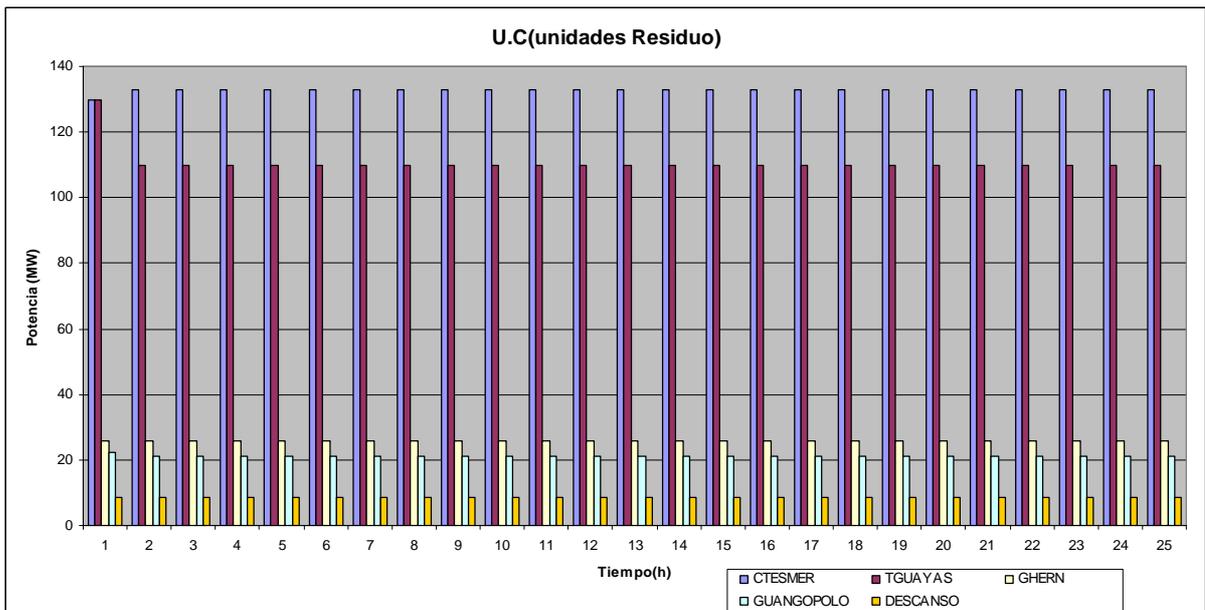
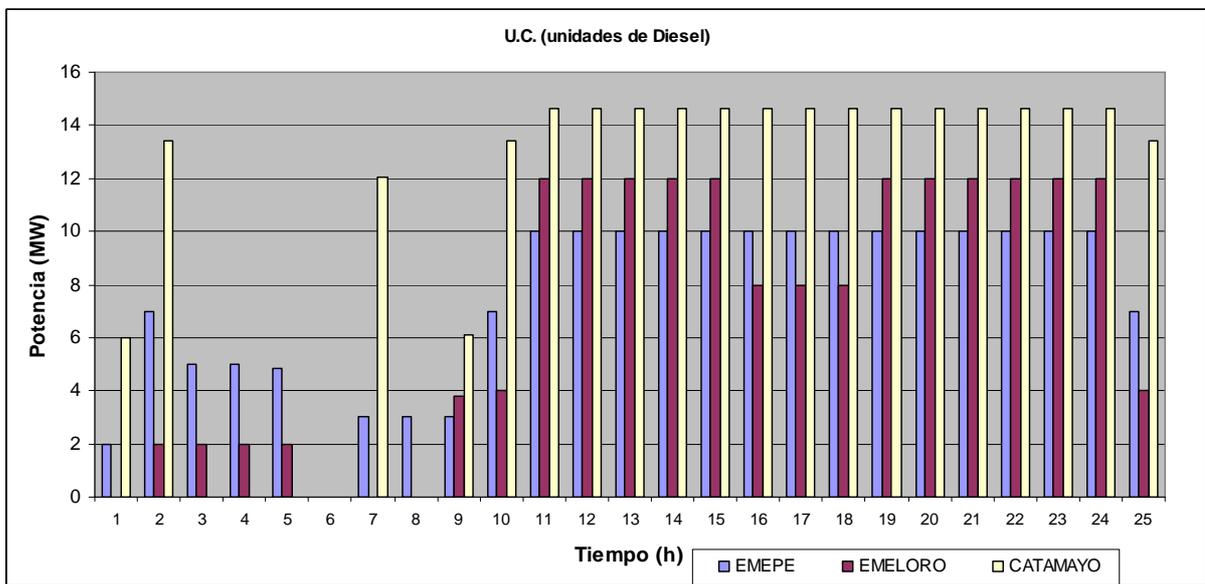
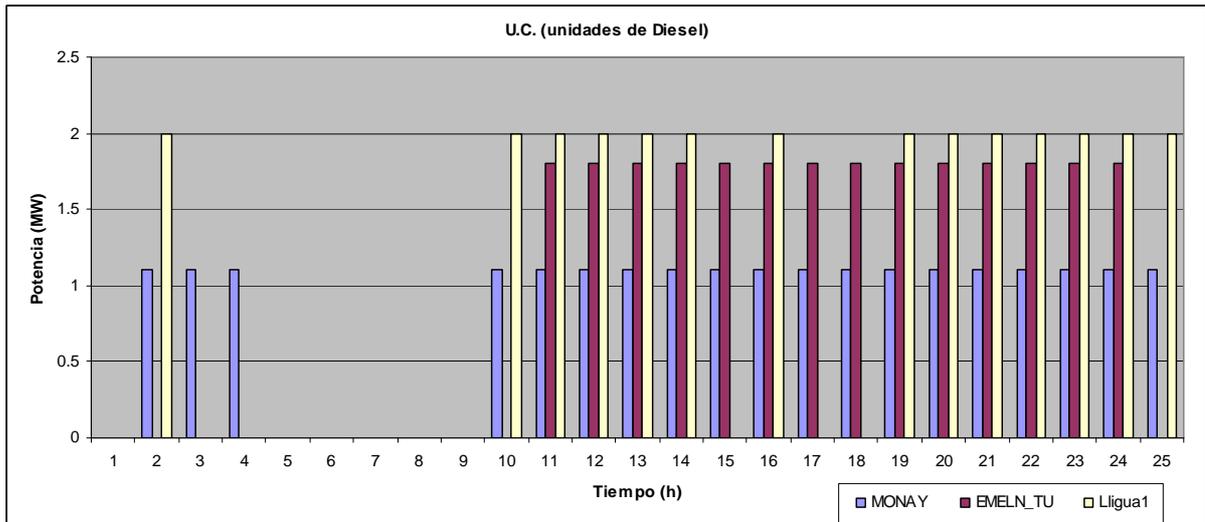


ANEXO 2

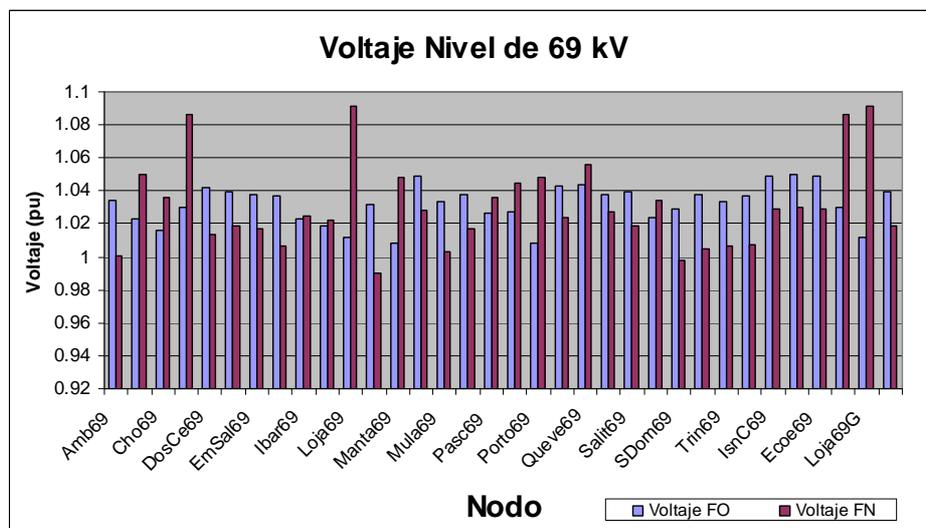
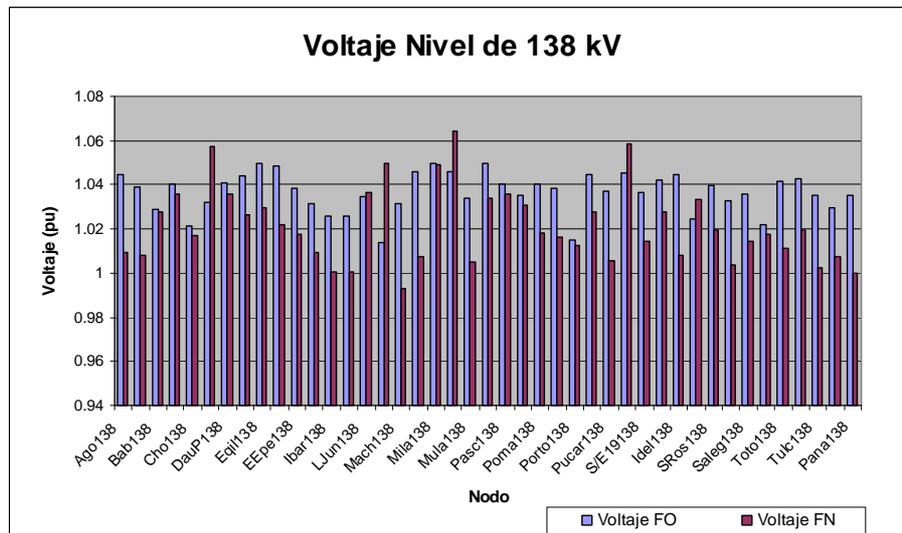
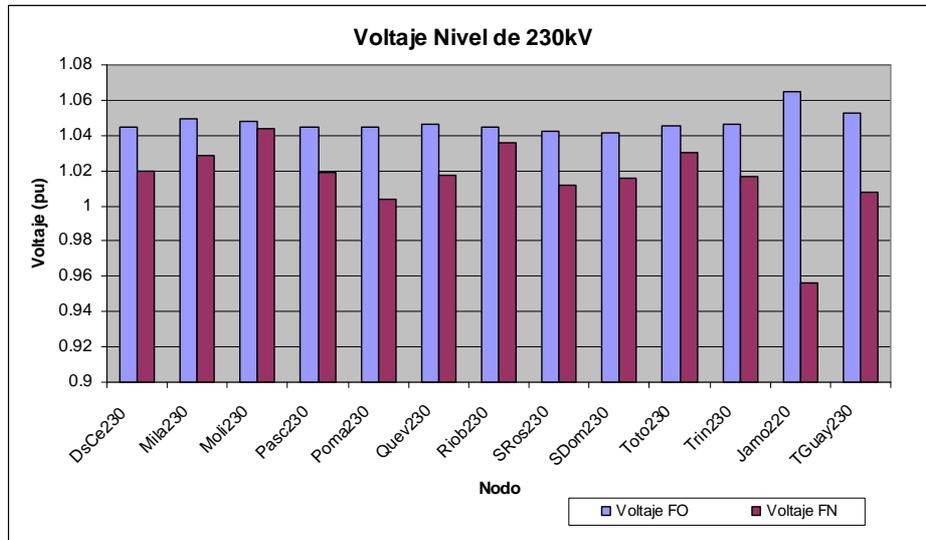
Gráficos de la selección de unidades tomando una cuota energética normal establecida por políticas de operación y un stock de combustible (diesel) insuficiente para activar la respectiva restricción. Considerando el despacho de las unidades seleccionadas y resolviendo el flujo óptimo, se obtiene los siguientes gráficos relevantes de forma similar que el anexo 1.

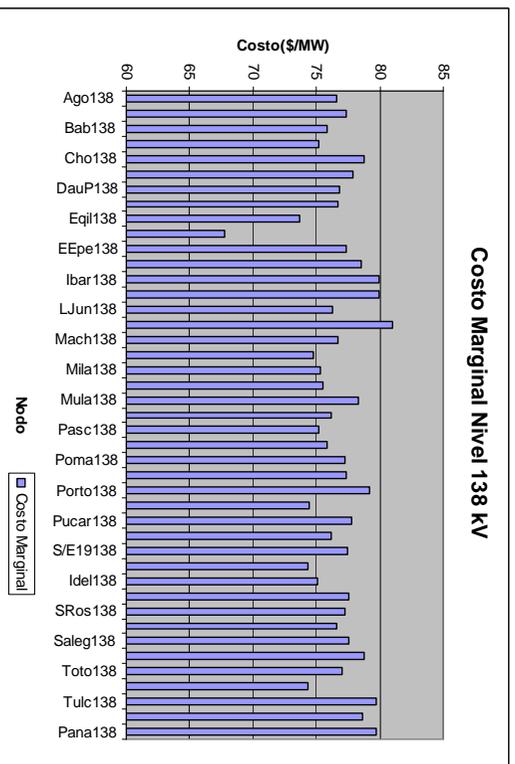
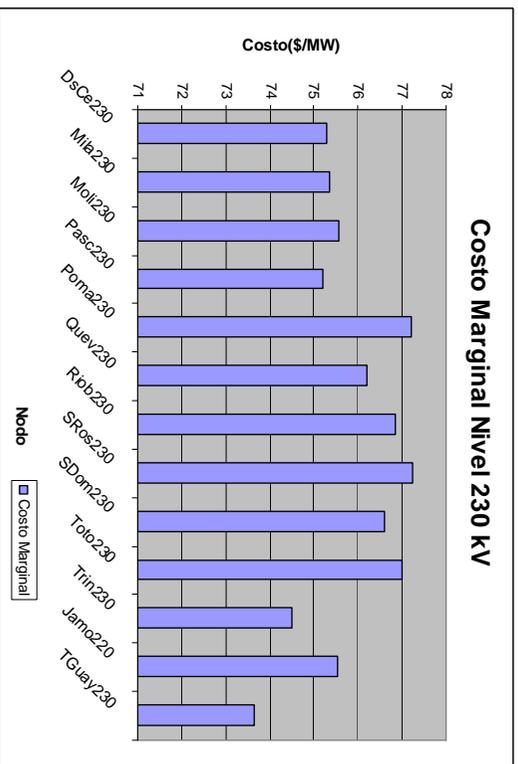
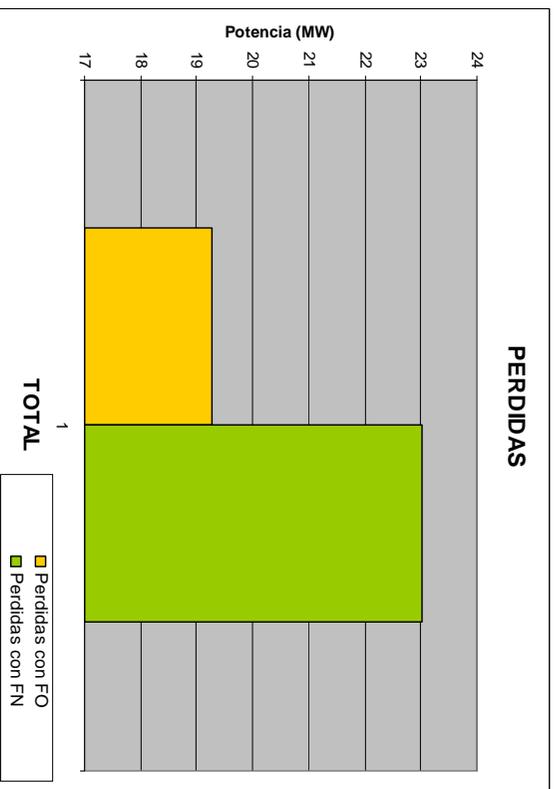


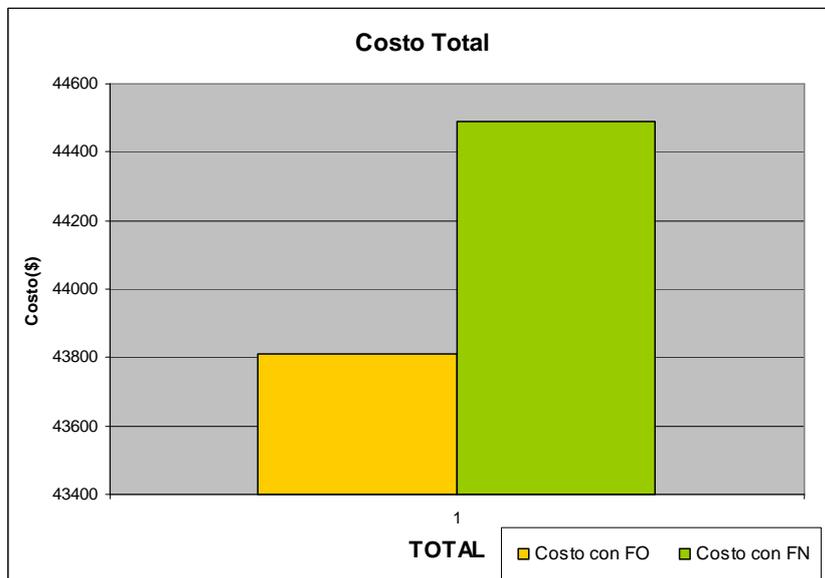
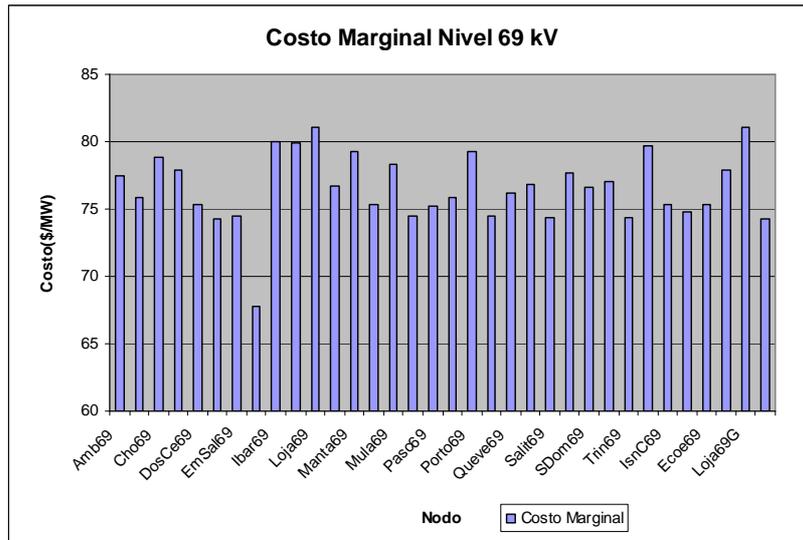


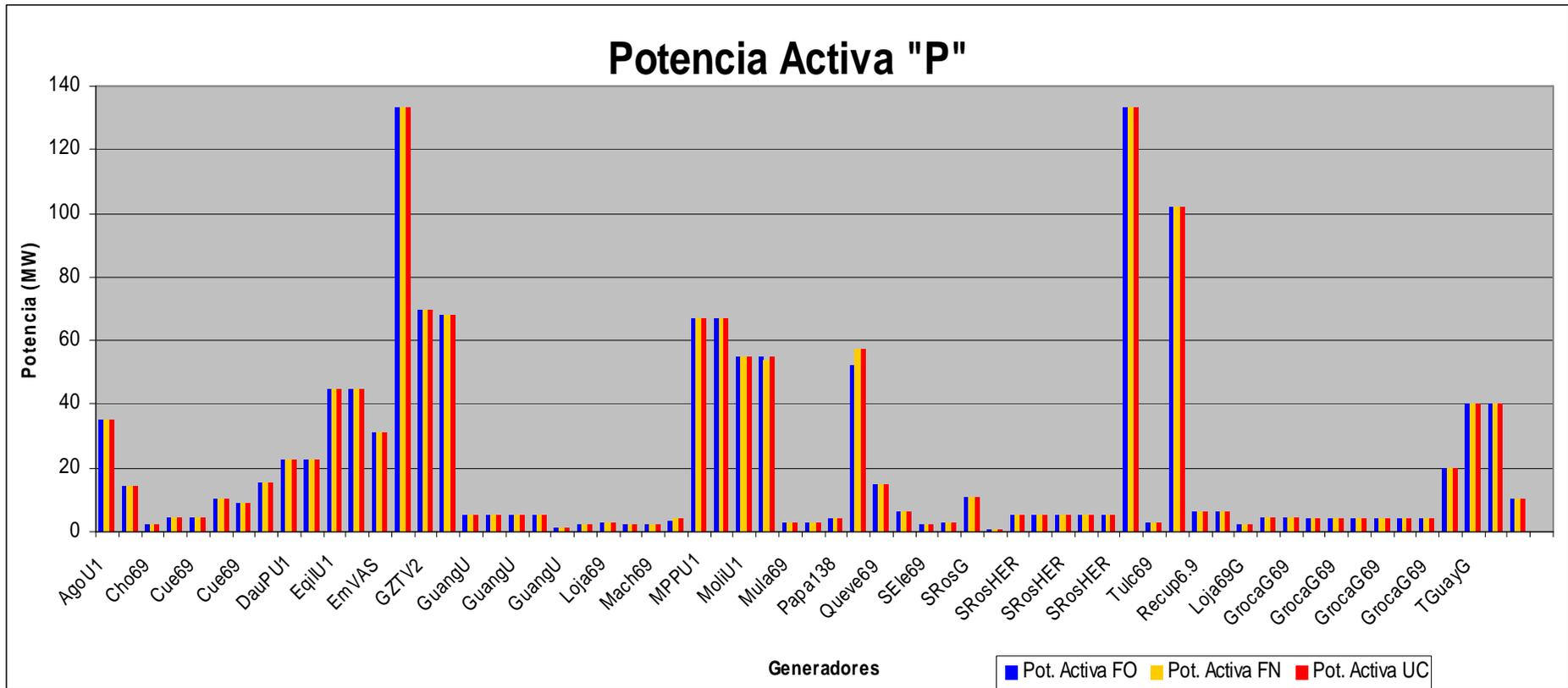


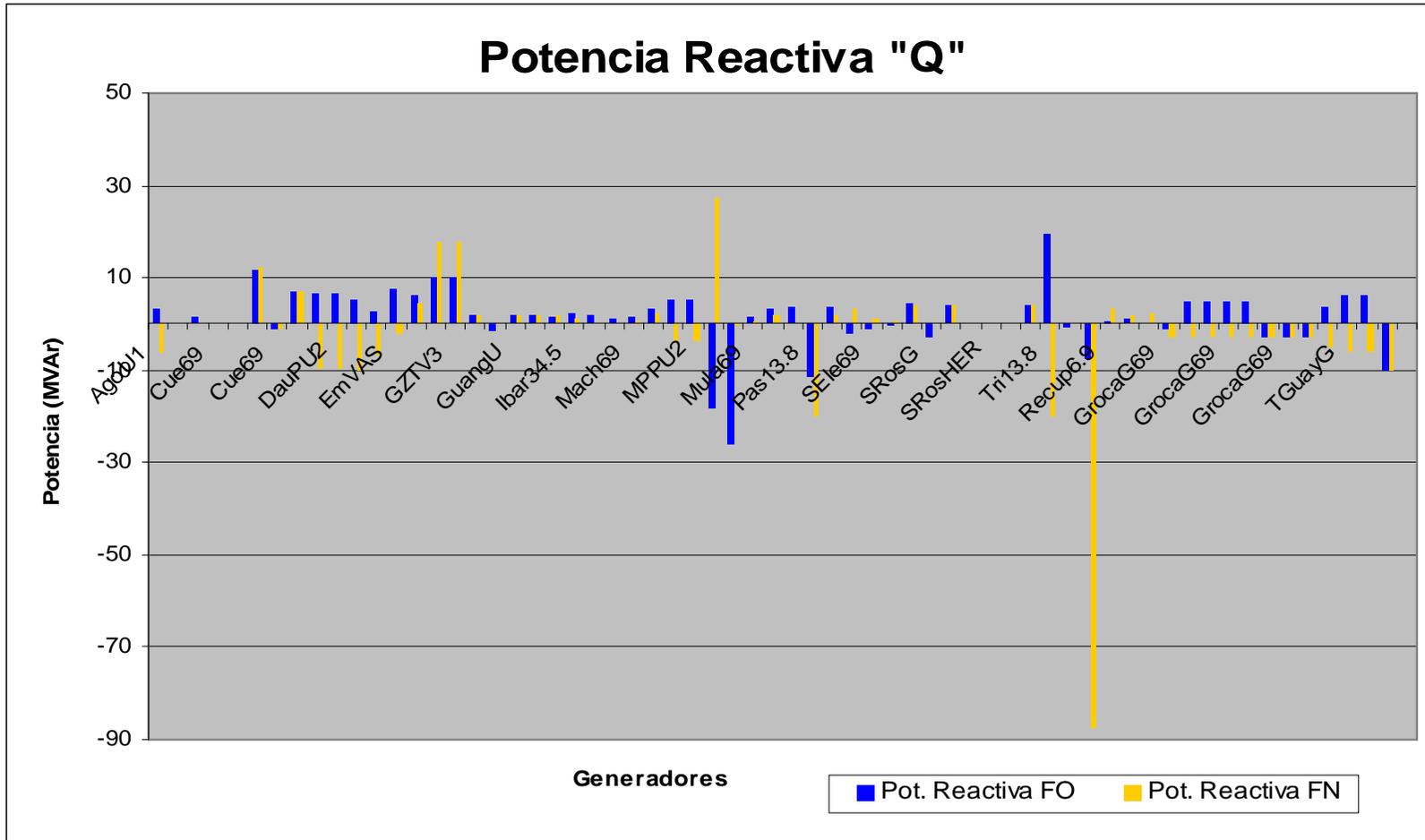
DEMANDA MINIMA



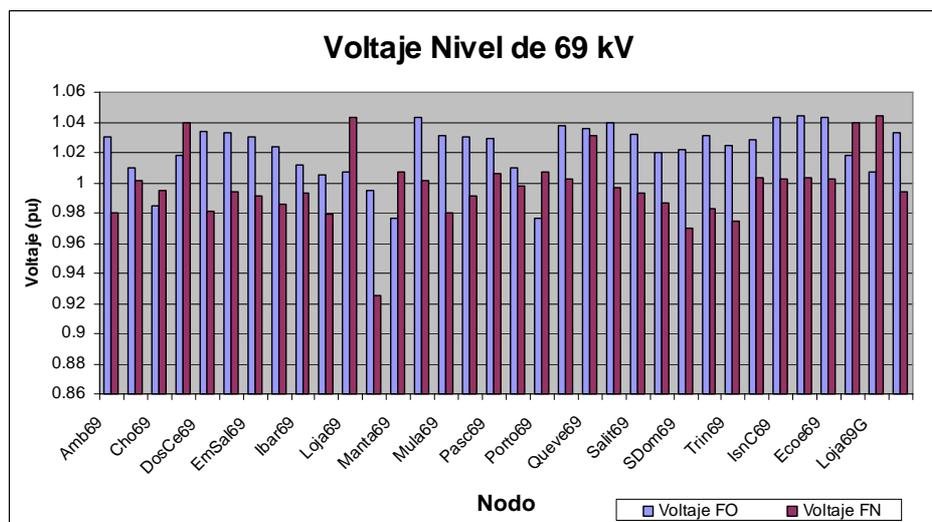
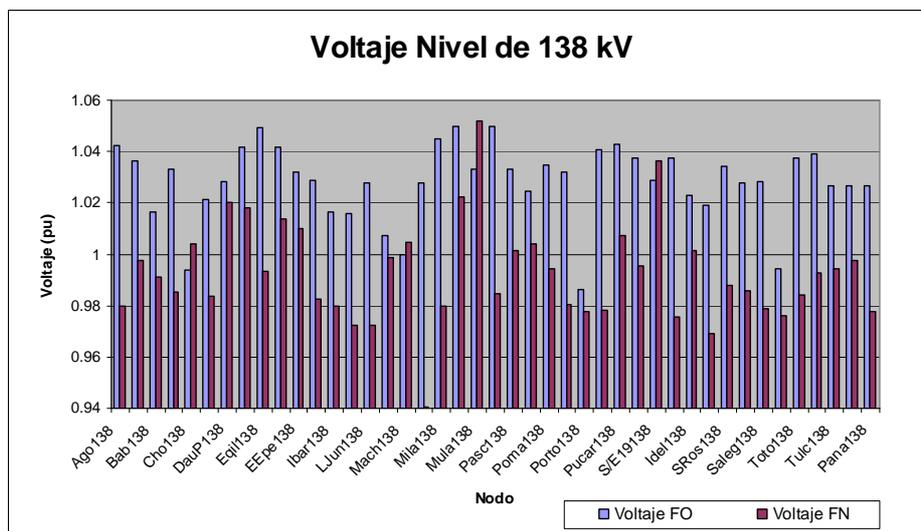
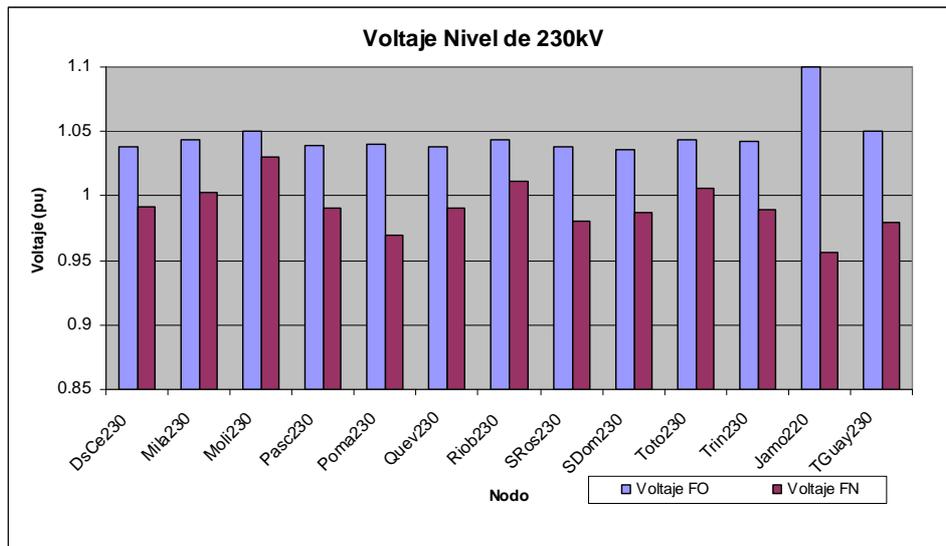


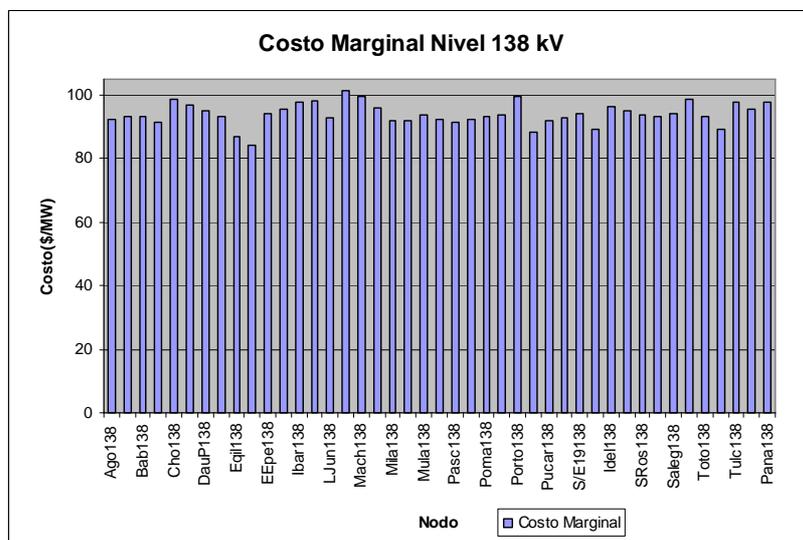
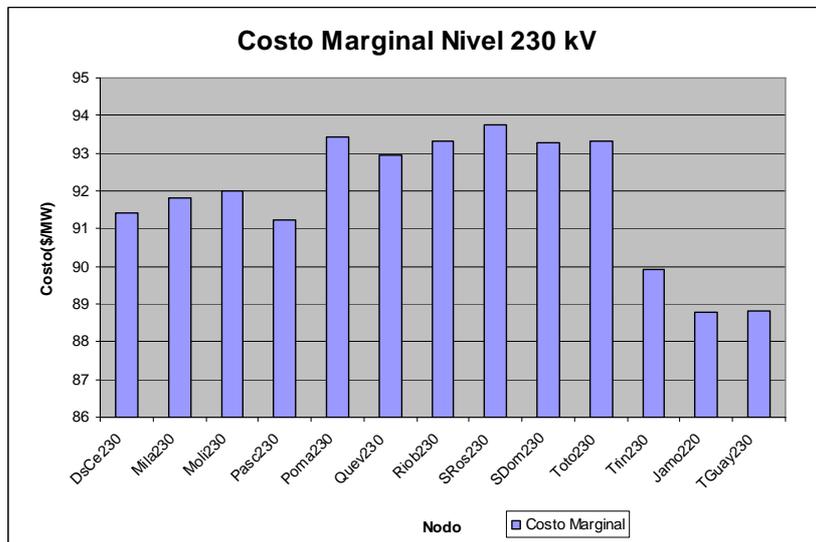
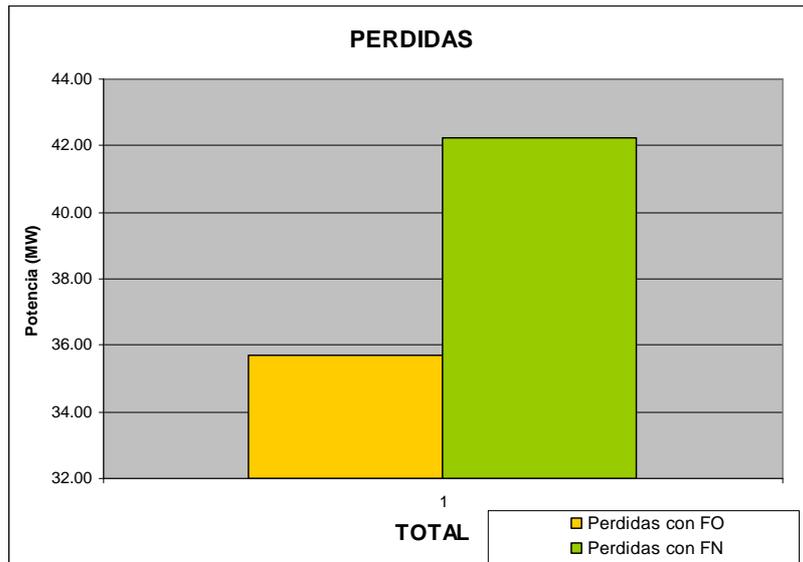


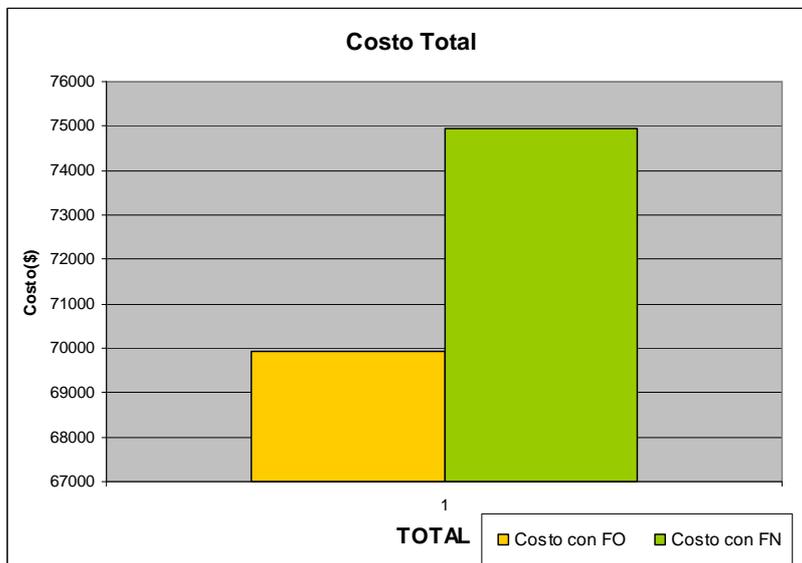
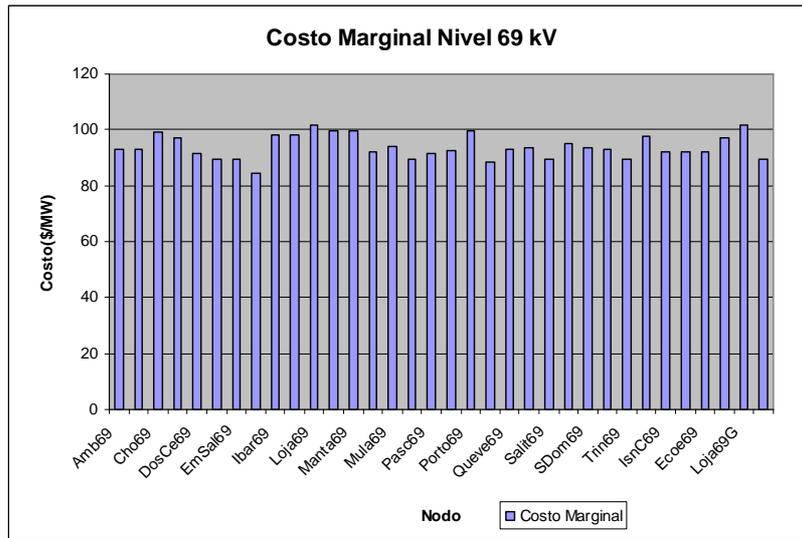


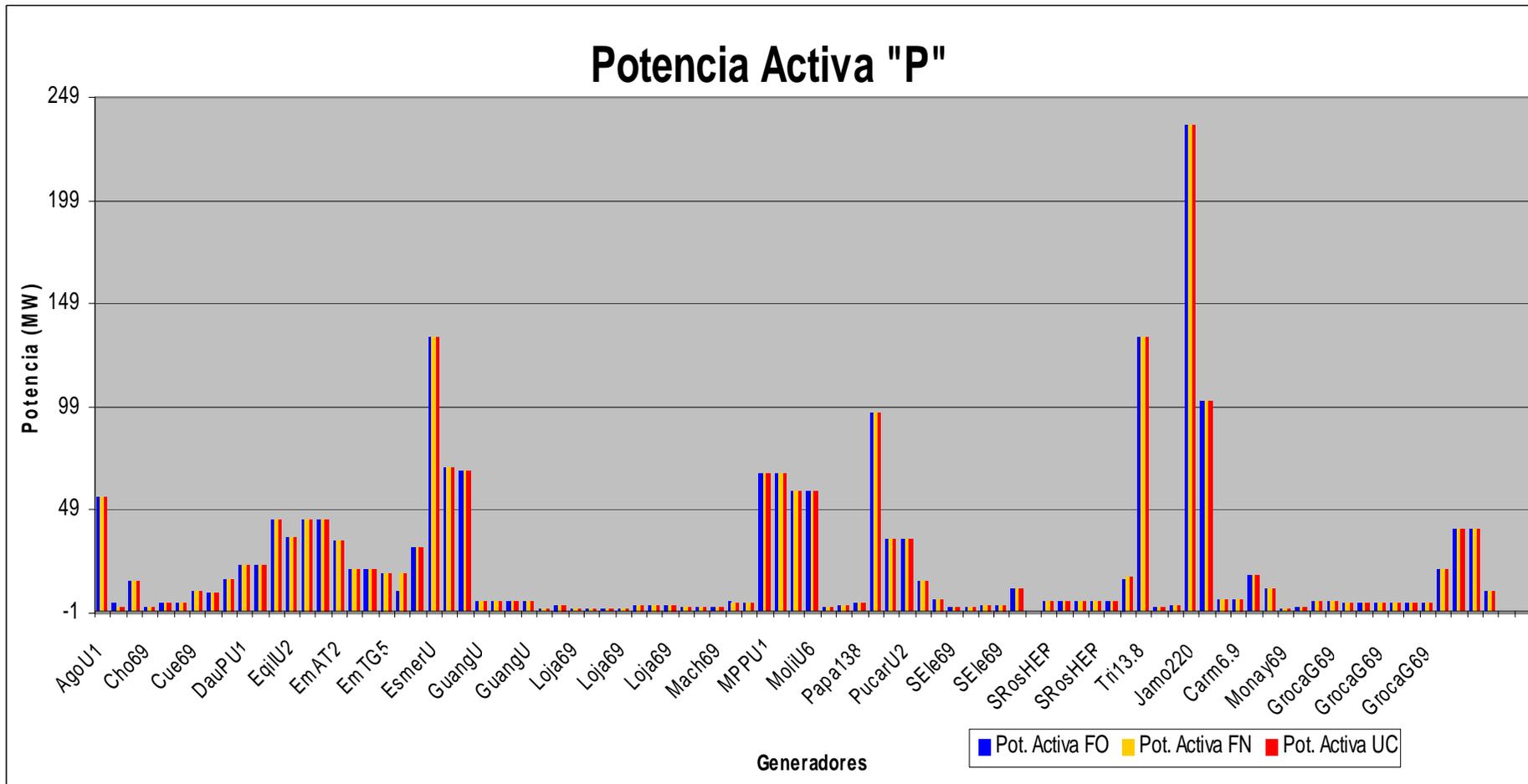


DEMANDA MEDIA

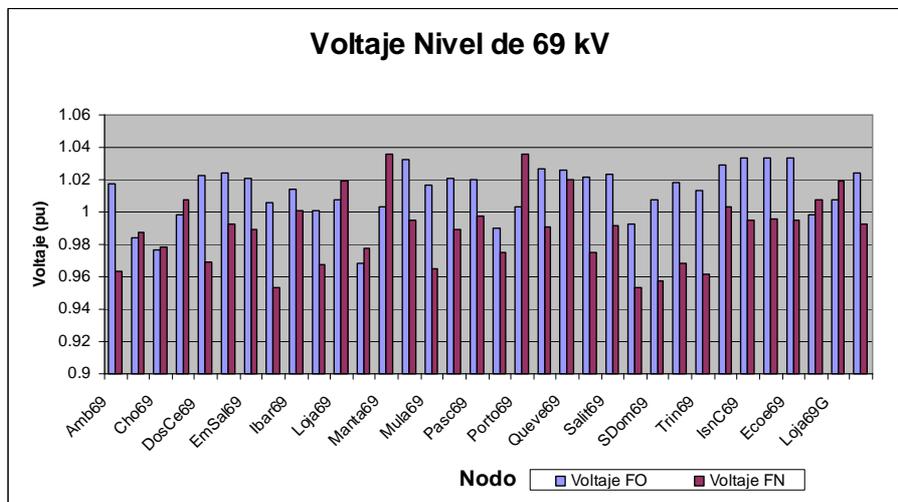
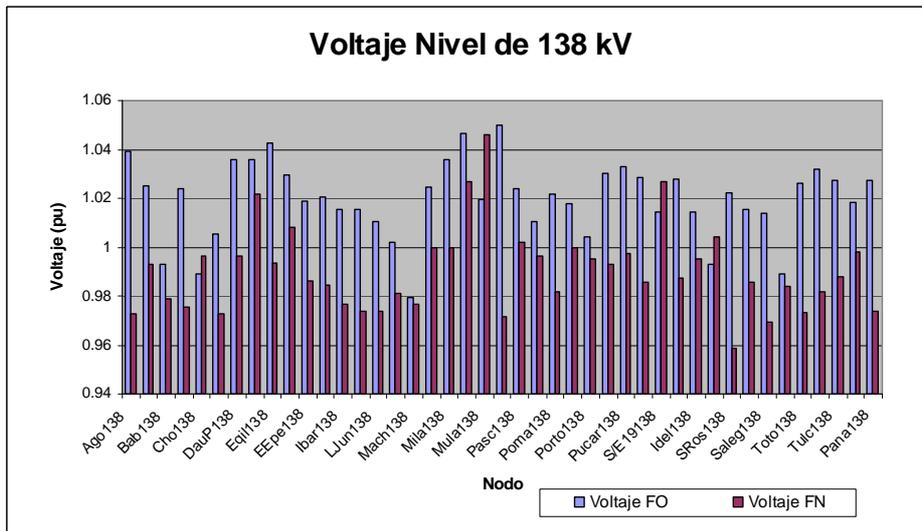
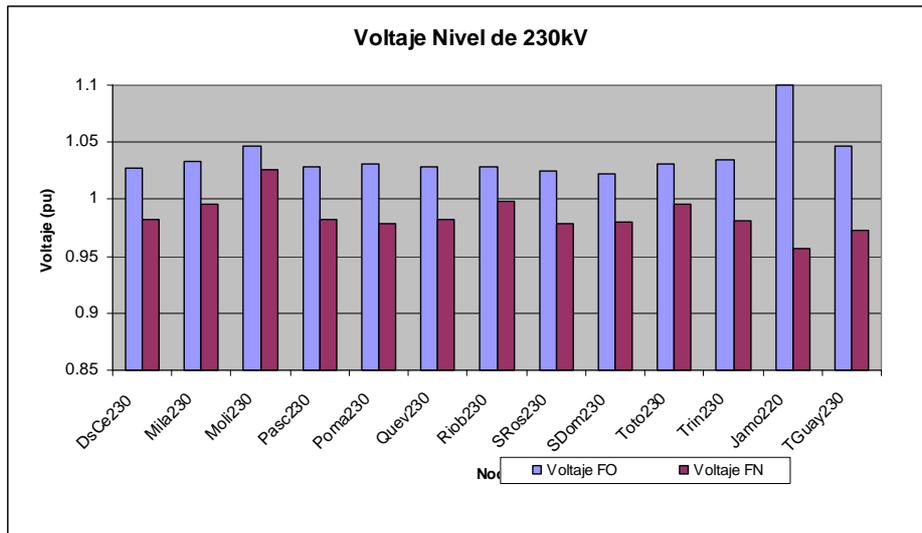


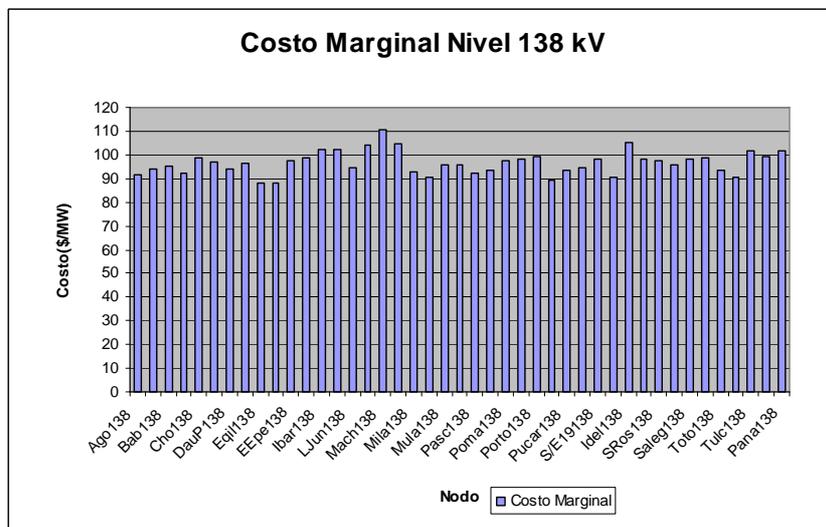
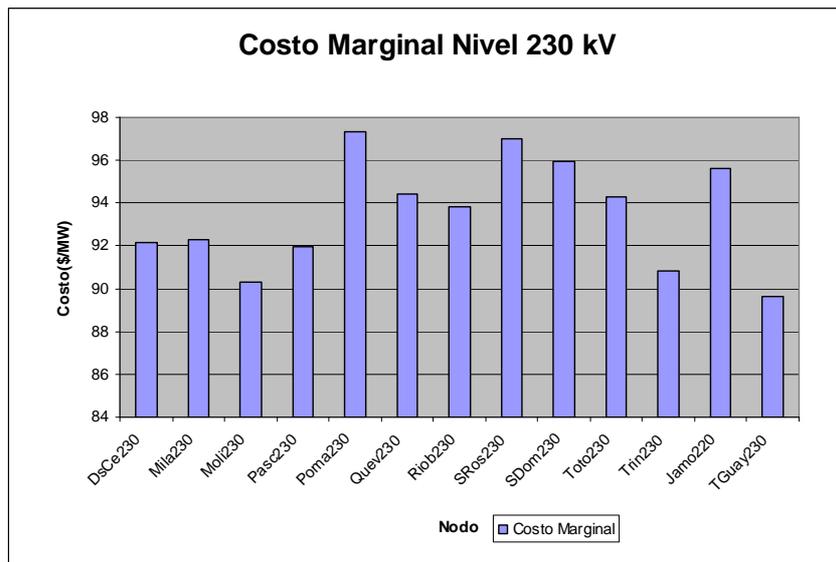
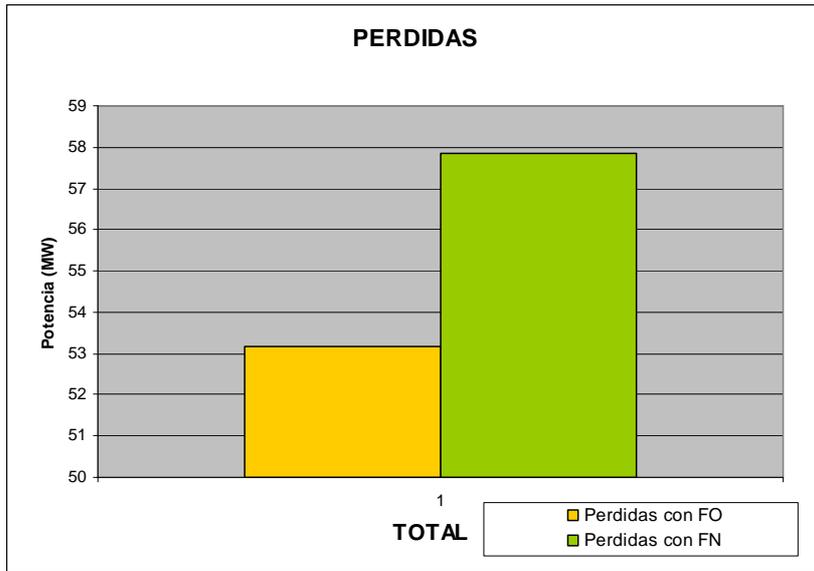


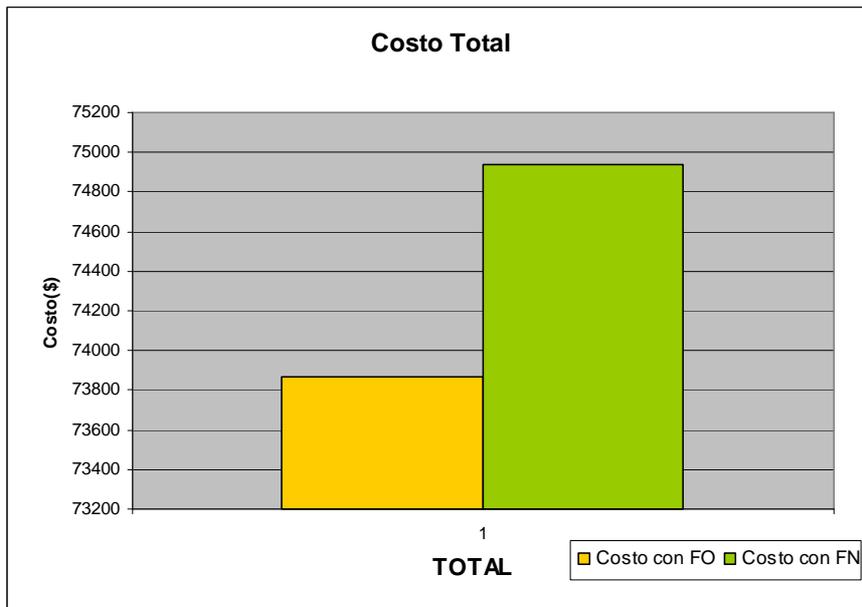
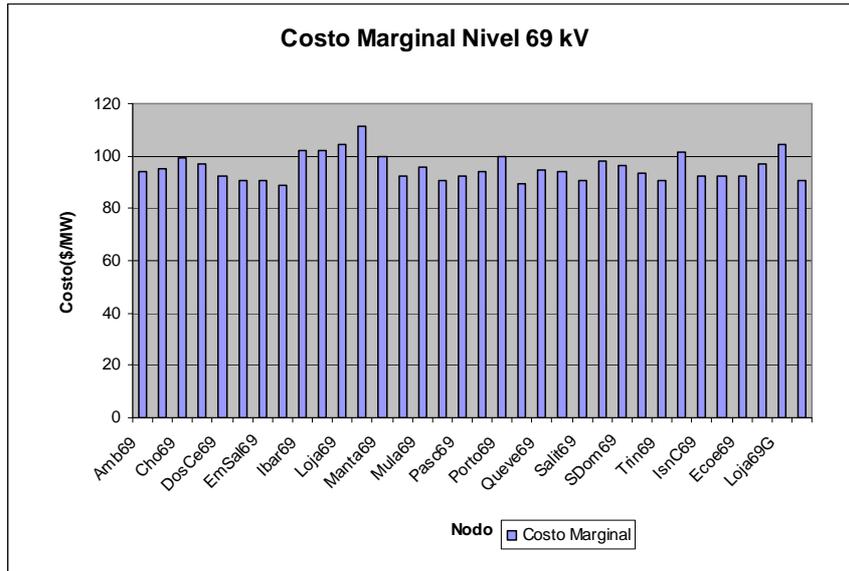


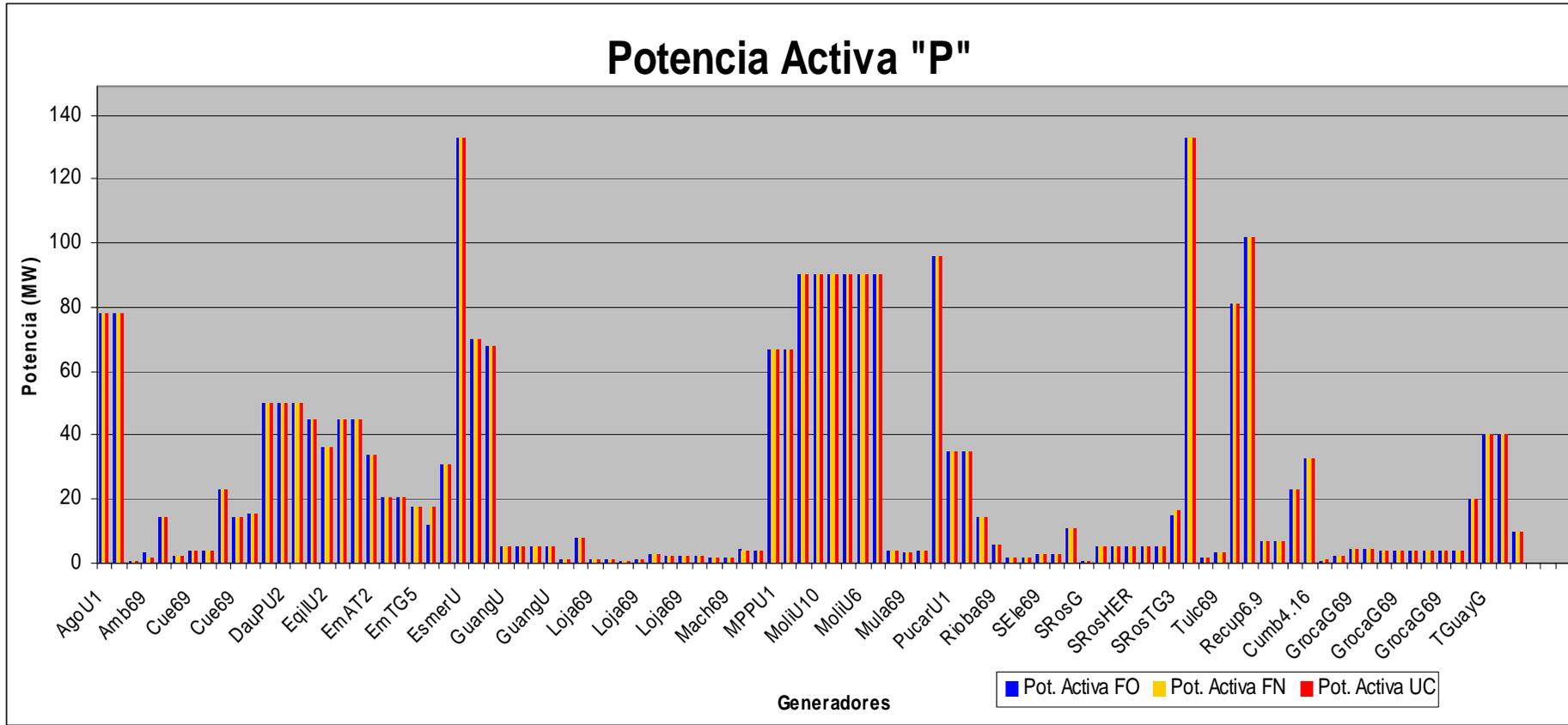


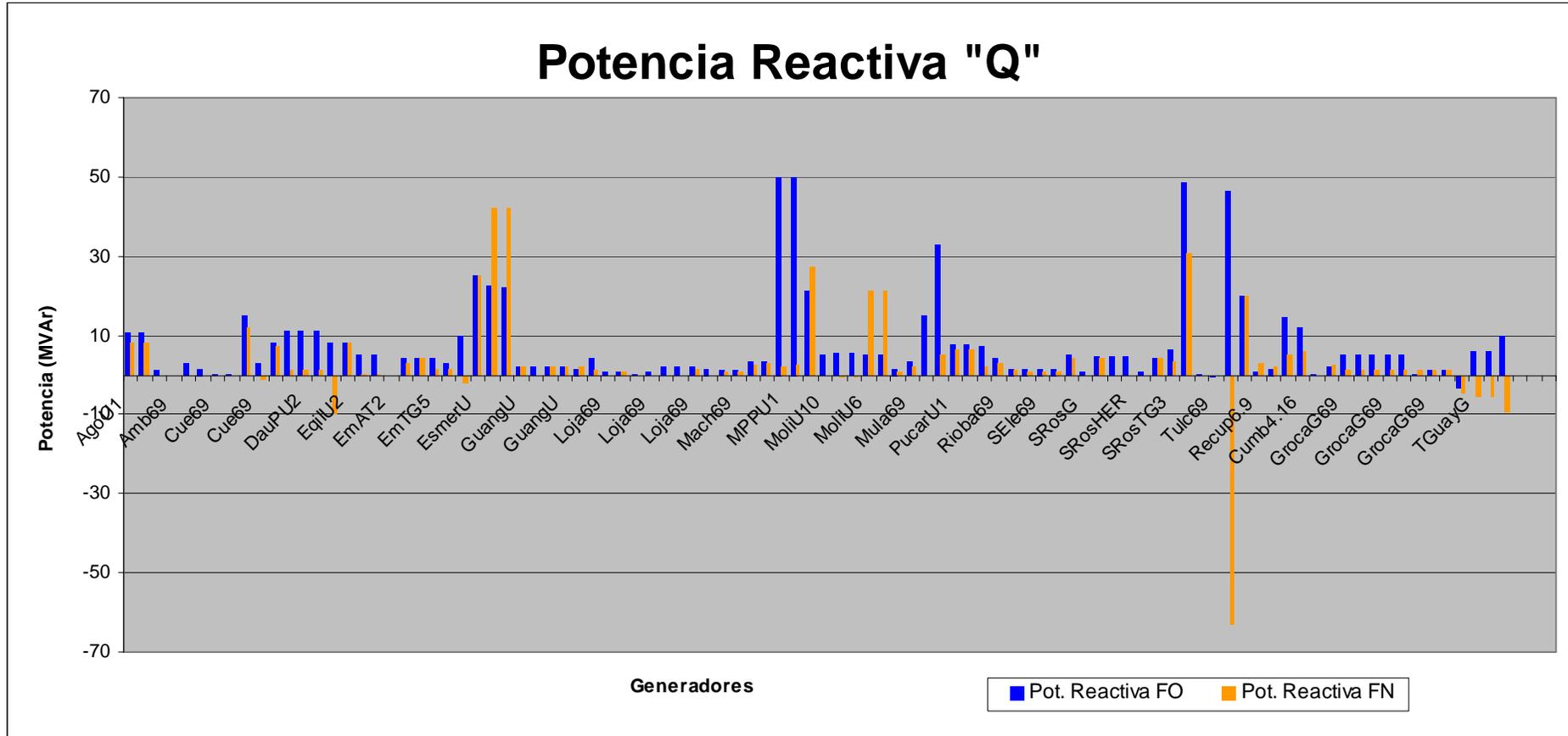
DEMANDA MAXIMA





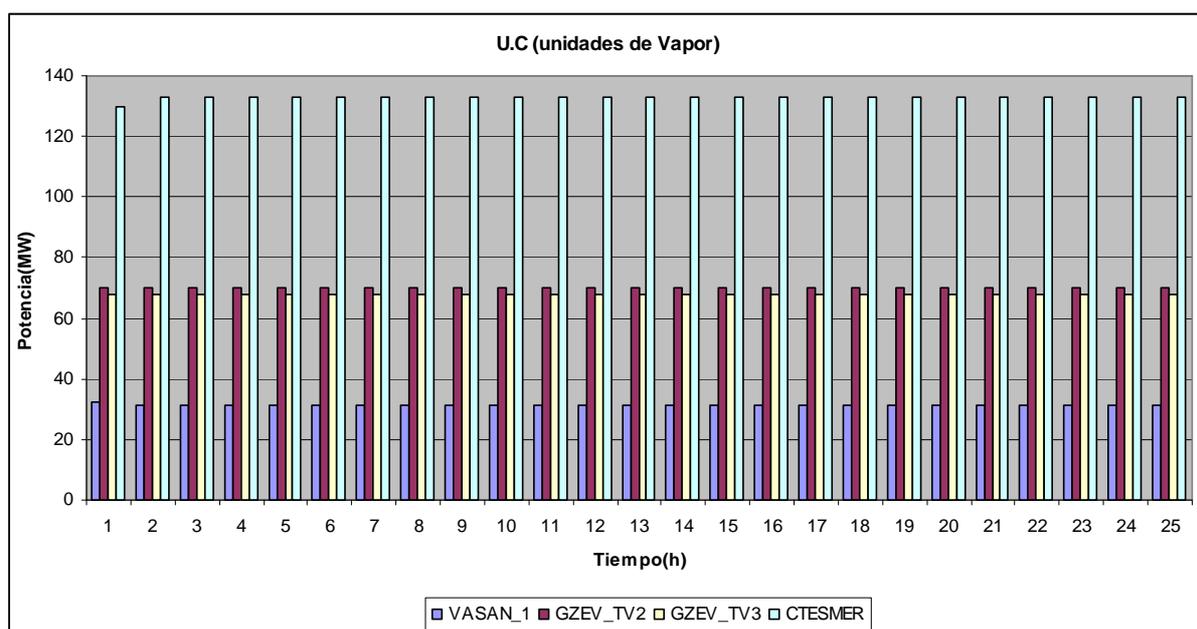
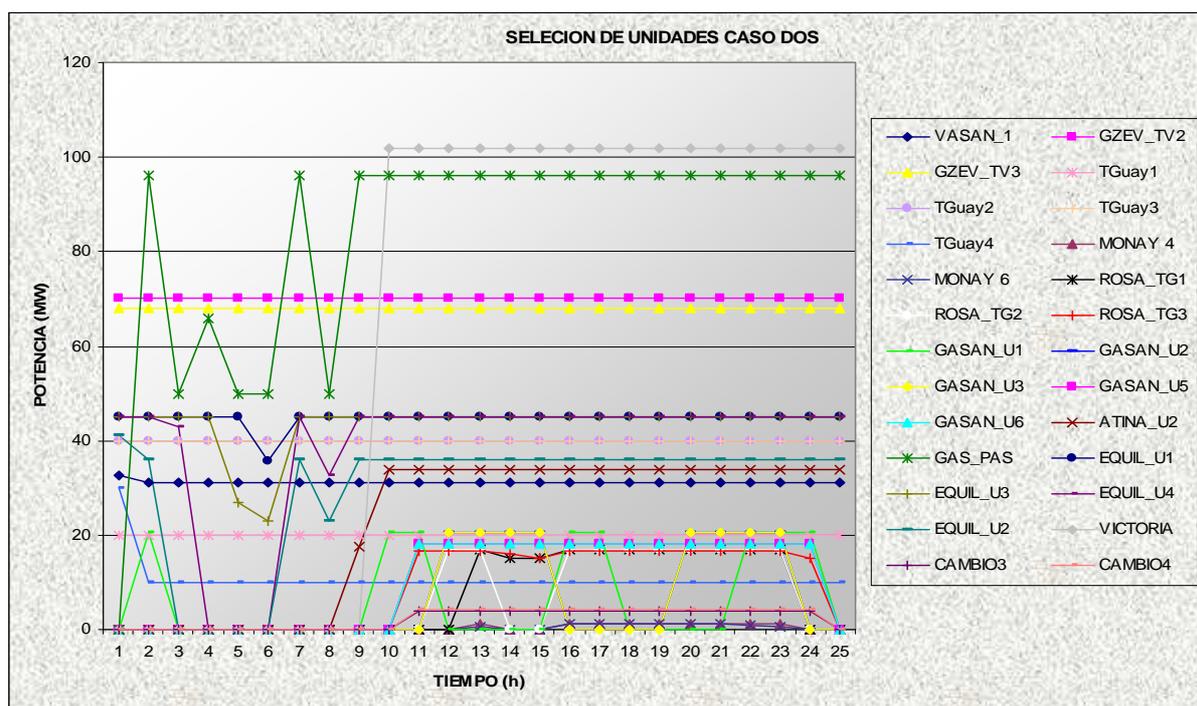


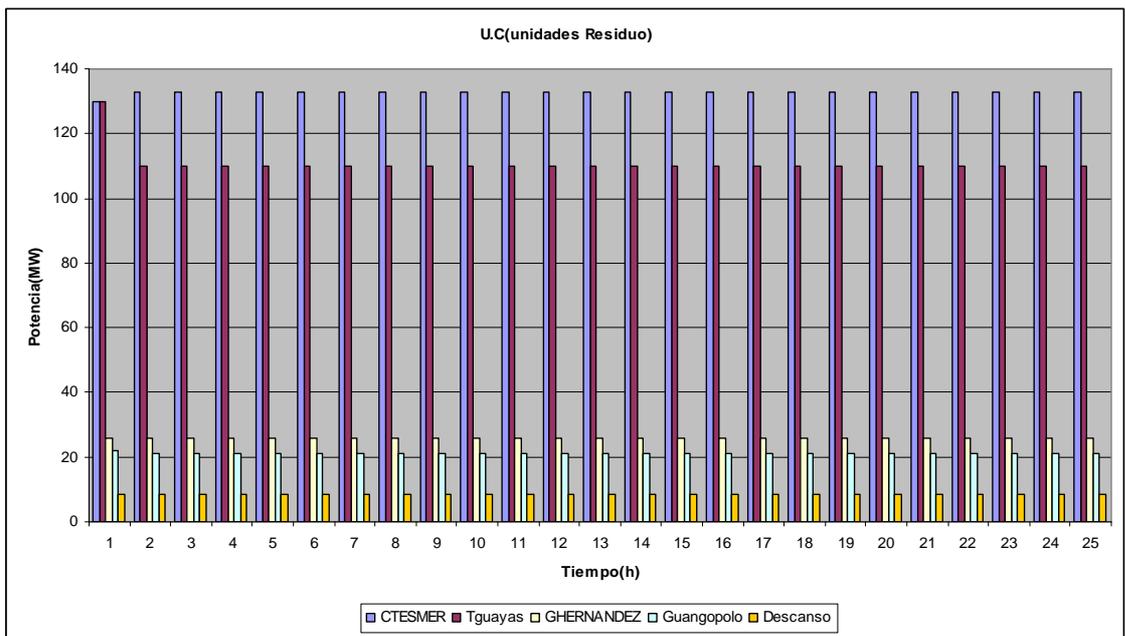
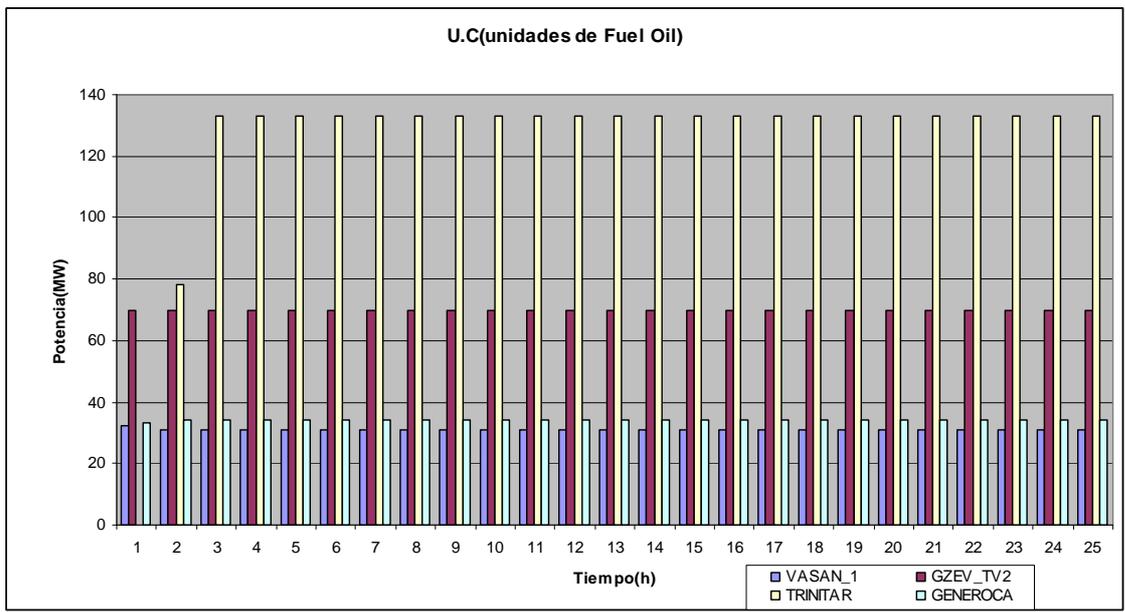
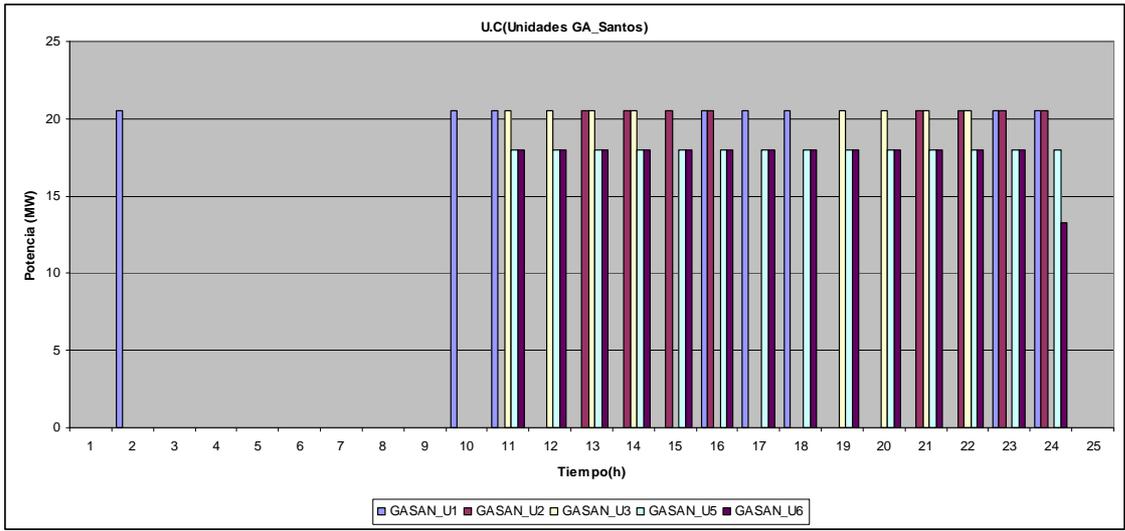


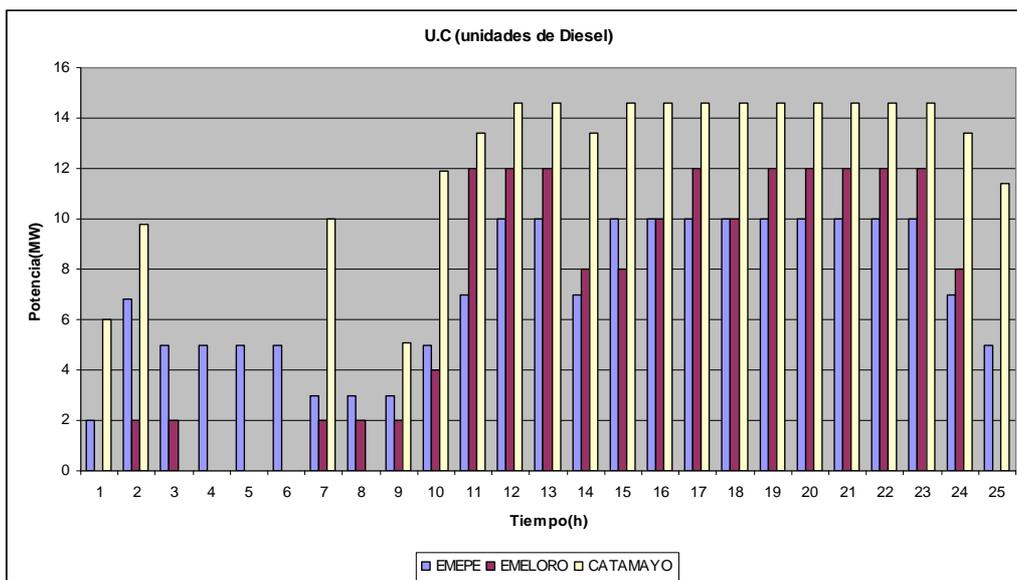
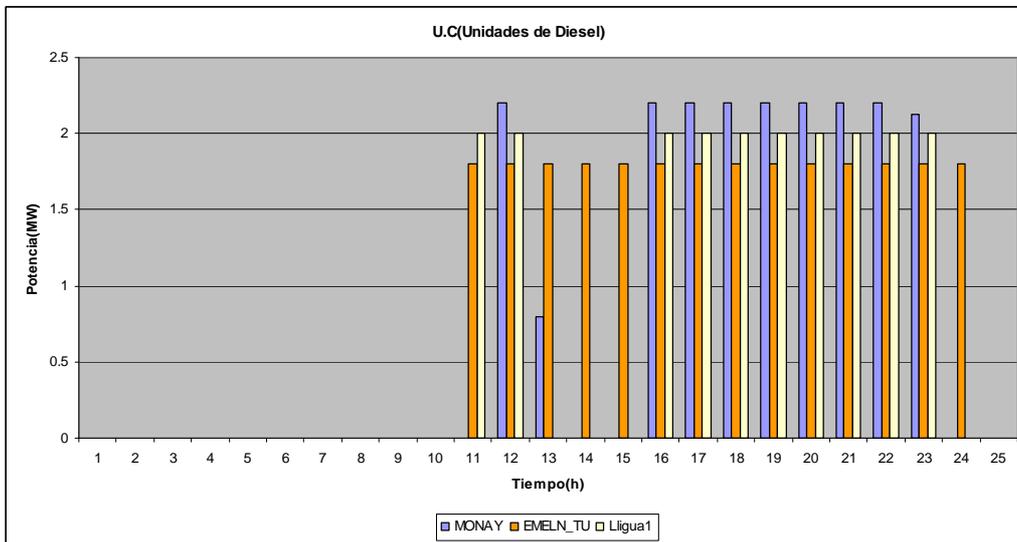
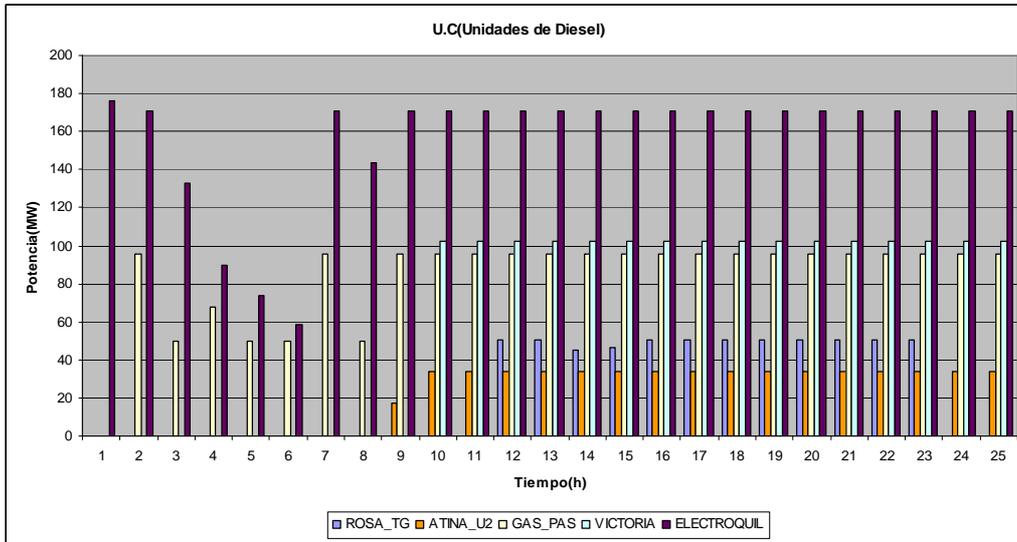


ANEXO 3

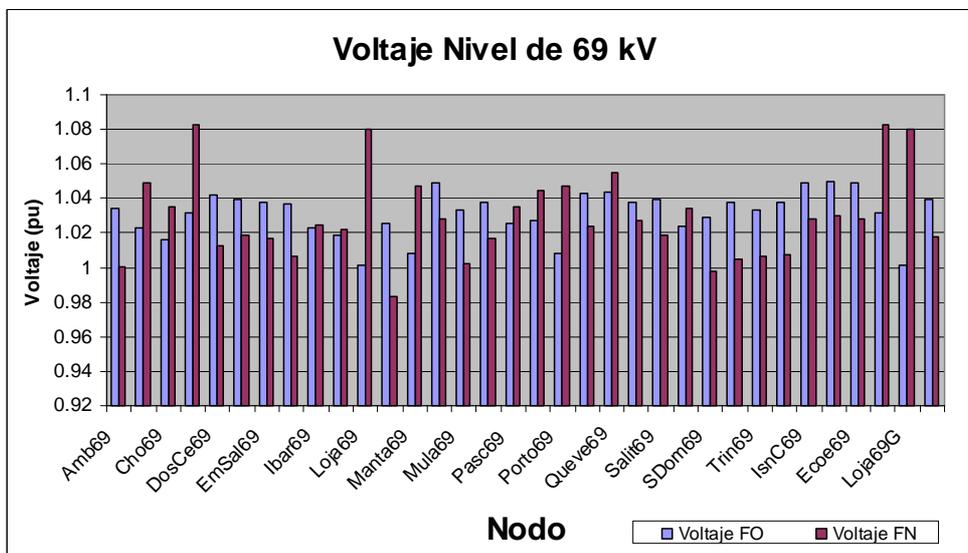
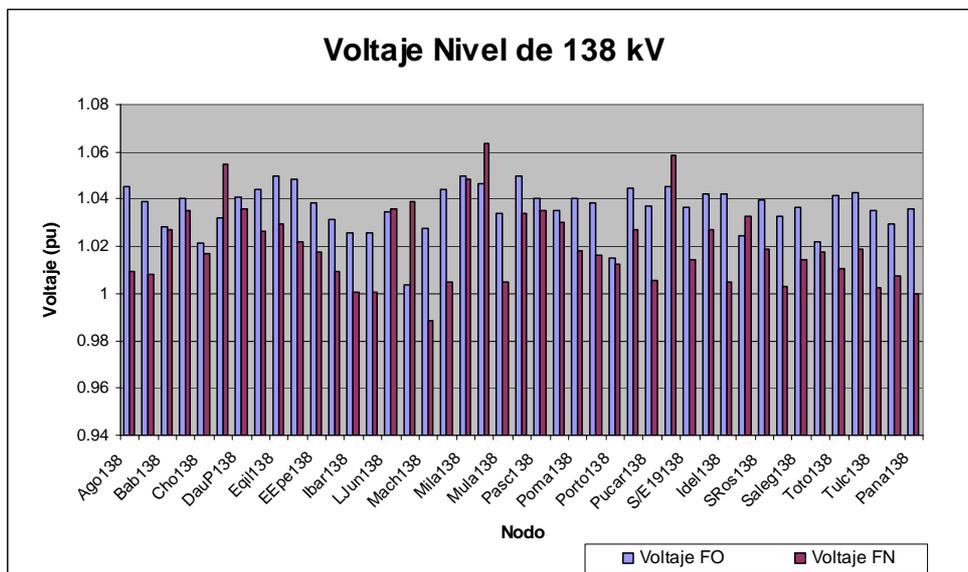
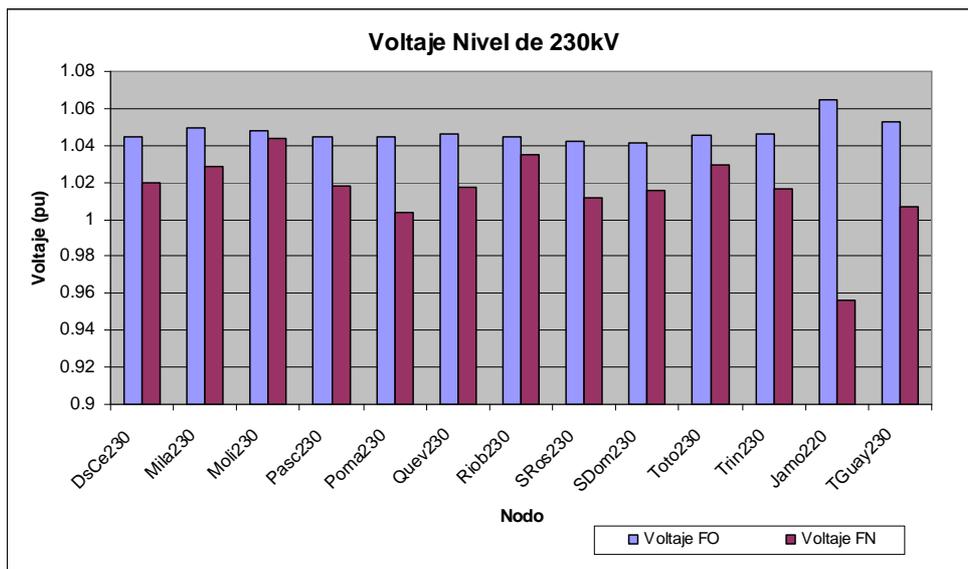
Gráficos de la selección de unidades tomando una cuota energética menor a la estimada por las políticas de operación y un stock de combustible (diesel) suficiente para que no exista la respectiva restricción. Los gráficos a continuación también muestra los resultados del flujo óptimo como niveles de voltaje, costos, perdidas y los verdaderos valores de generación de potencia activa y reactiva para la demanda mínima, media y punta.

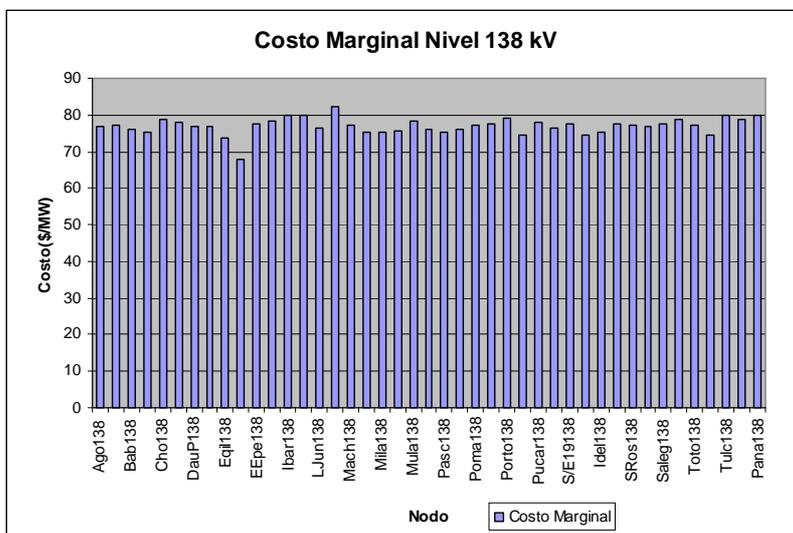
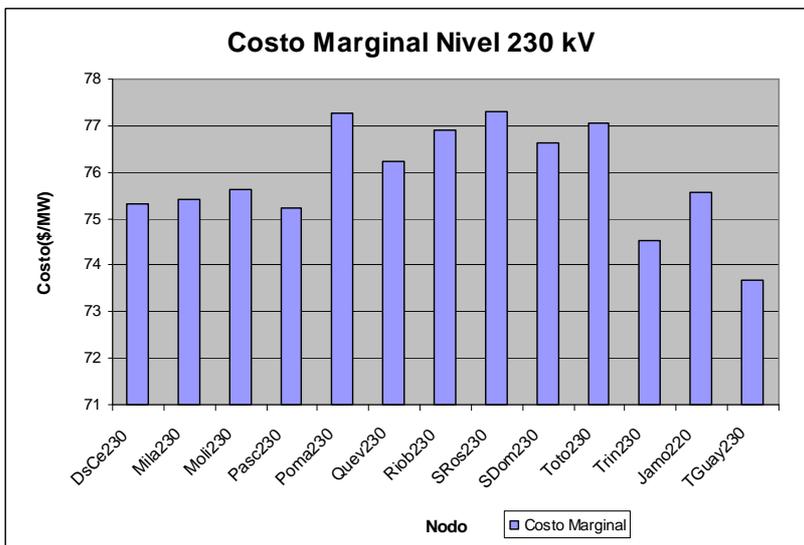
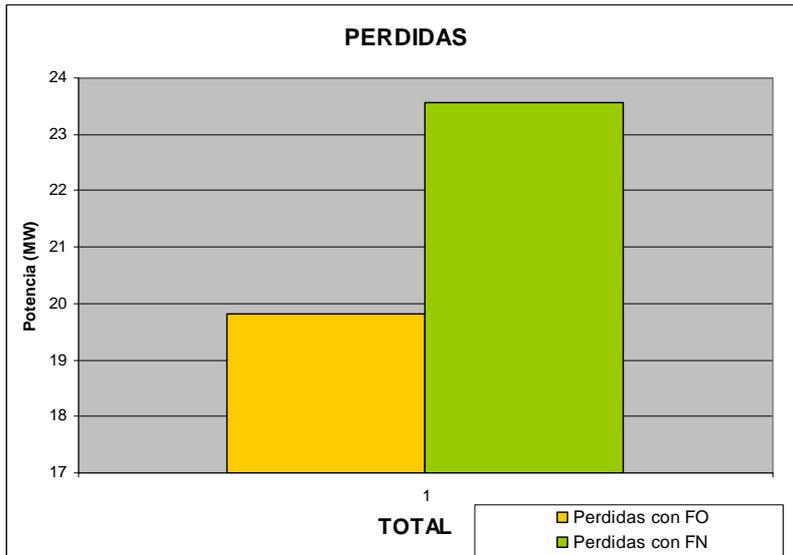


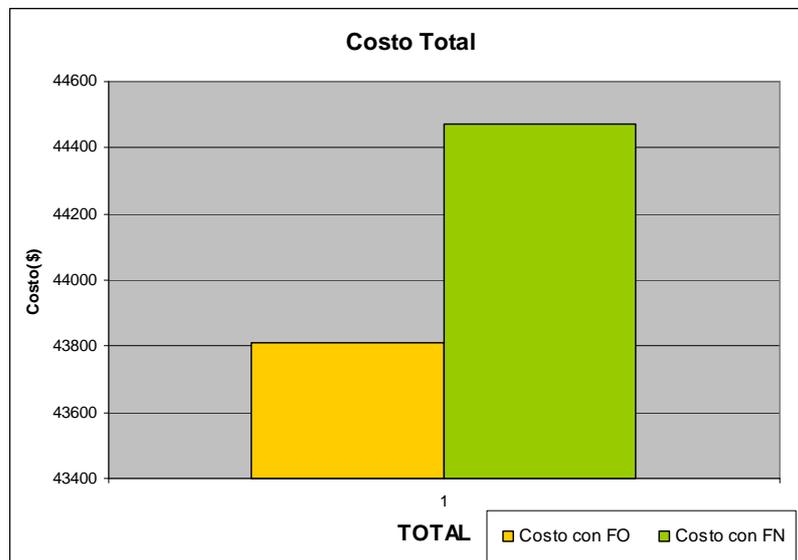
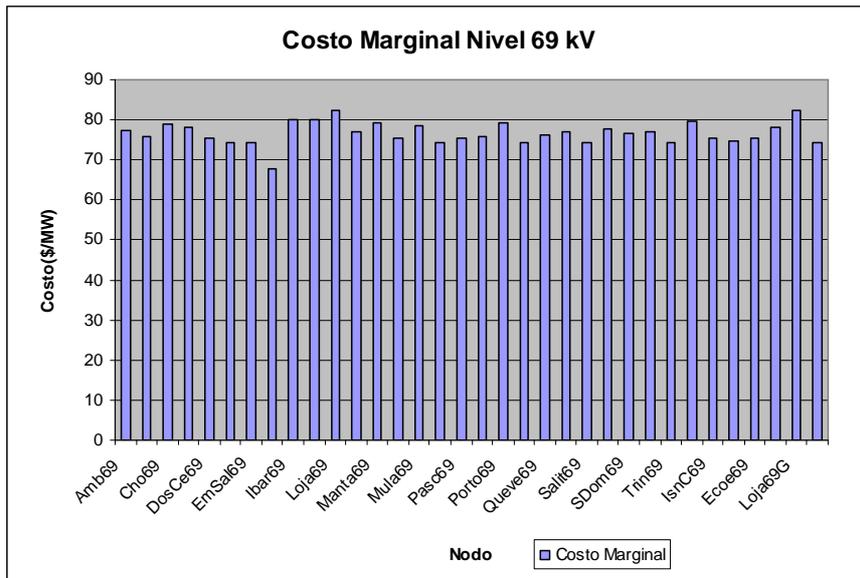


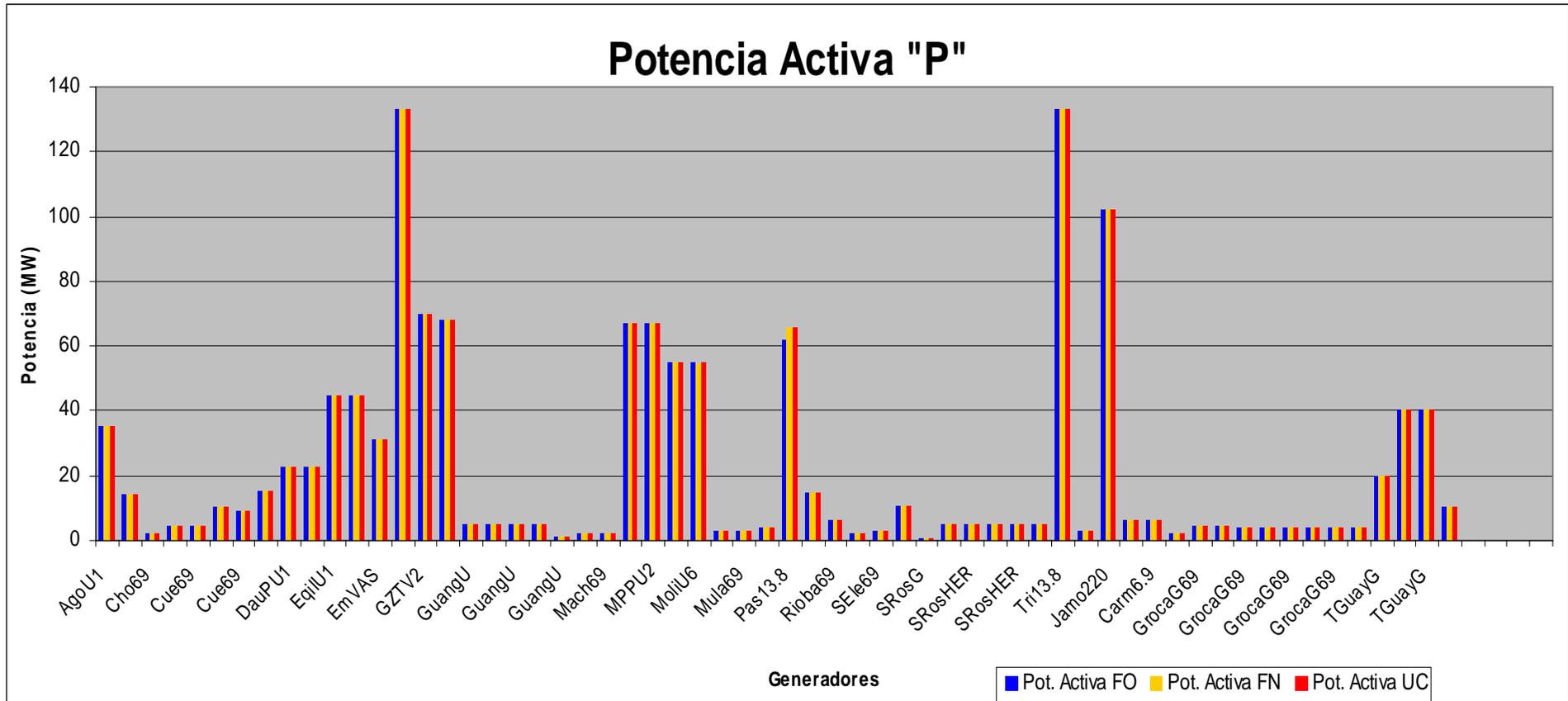


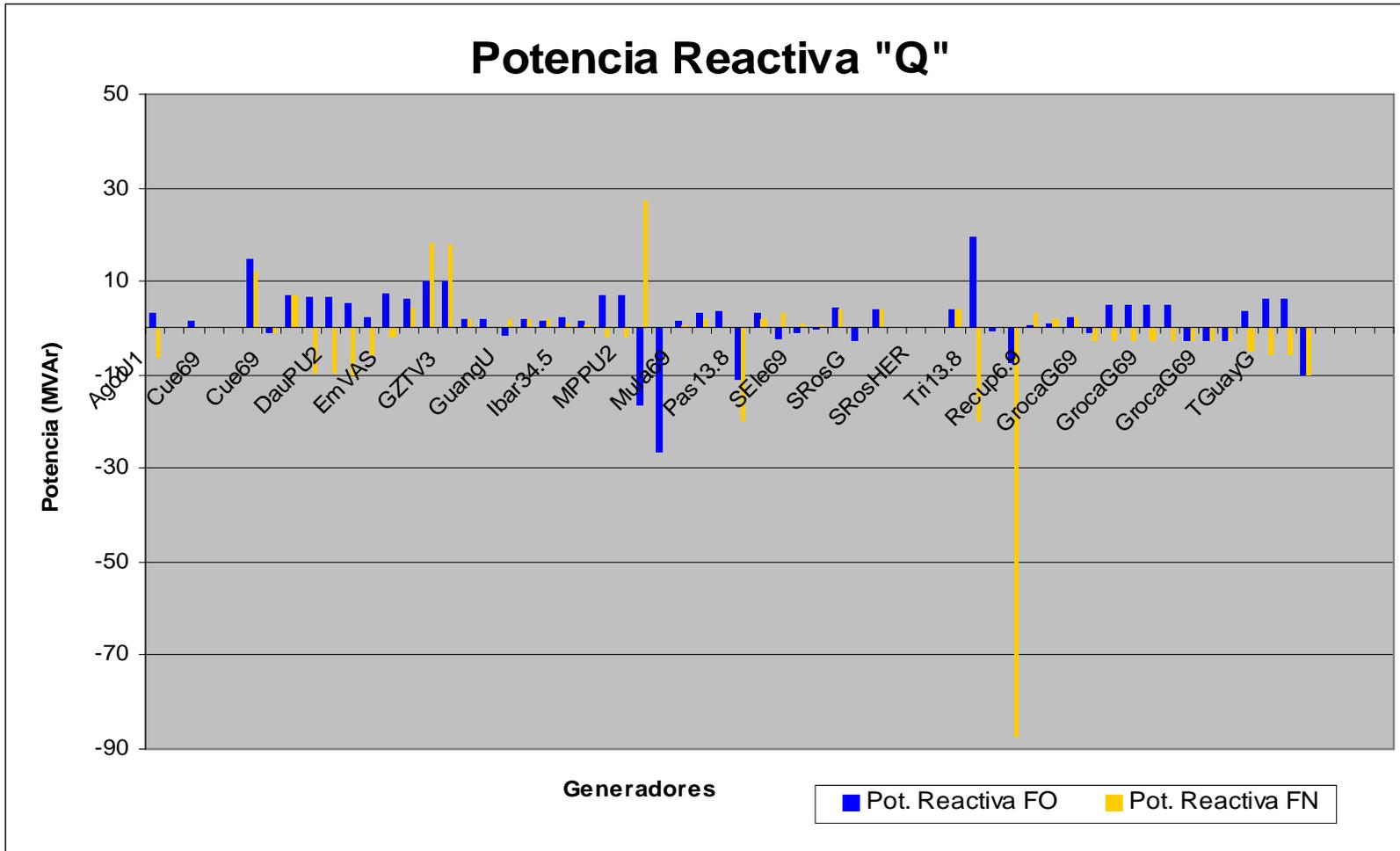
DEMANDA MINIMA



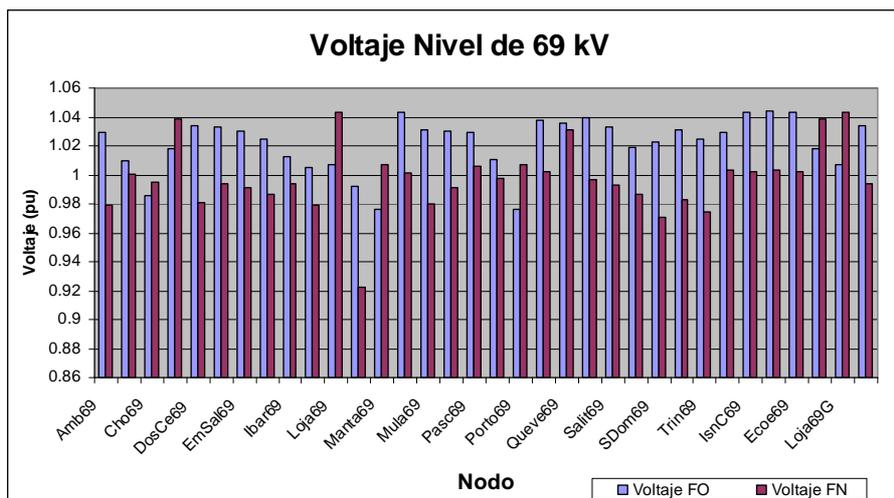
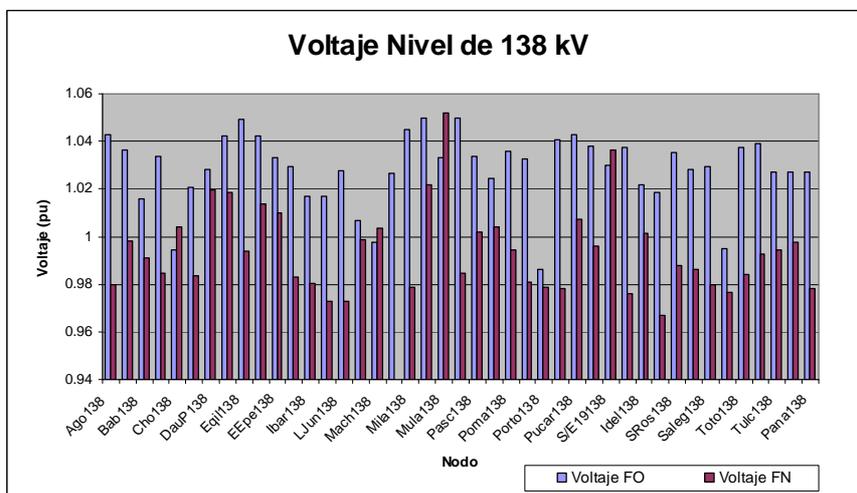
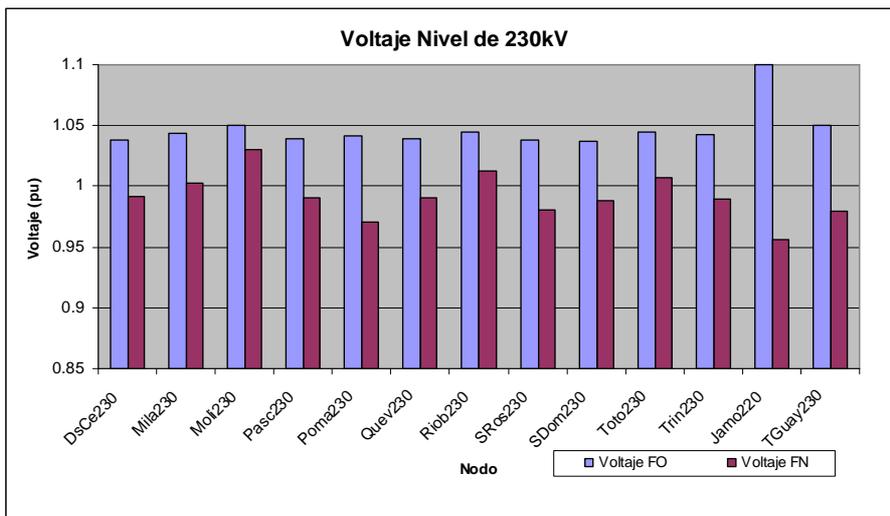


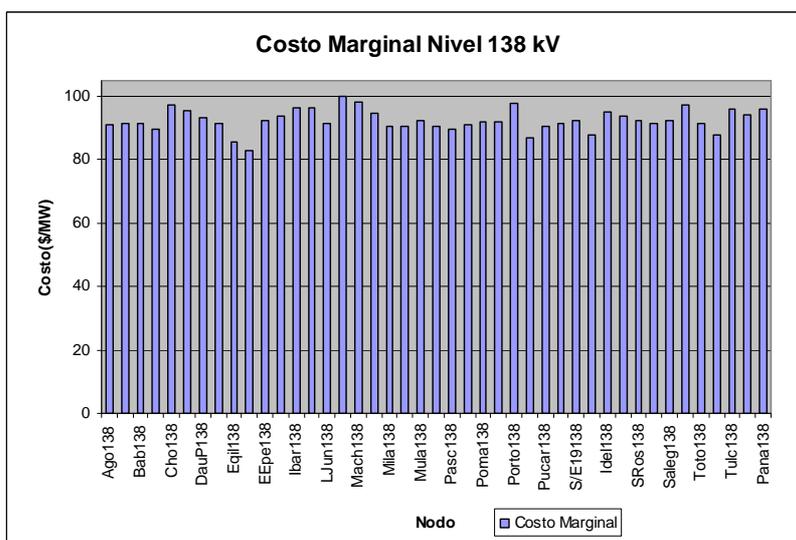
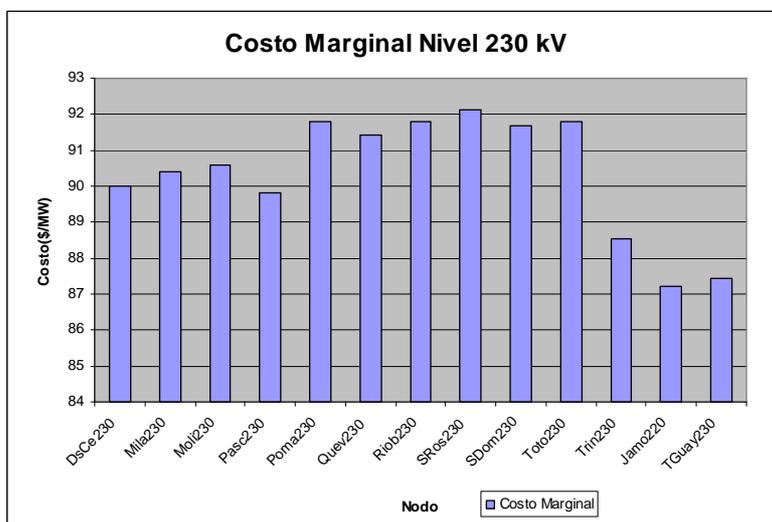
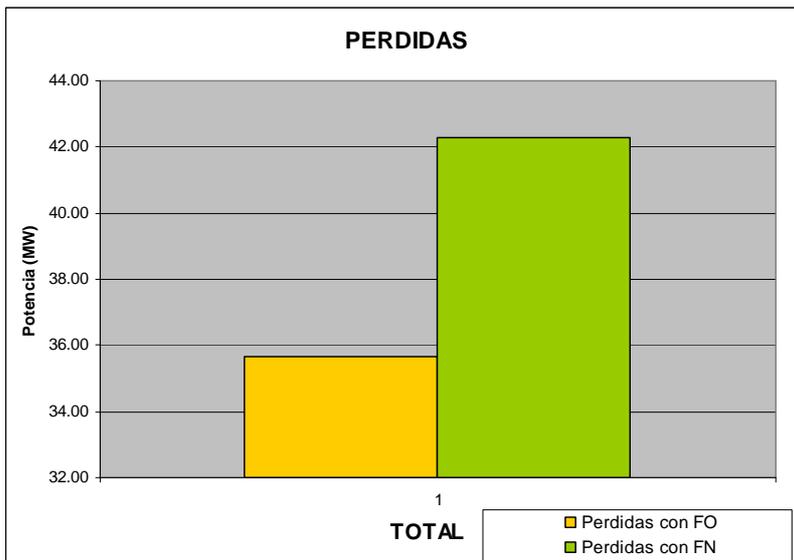


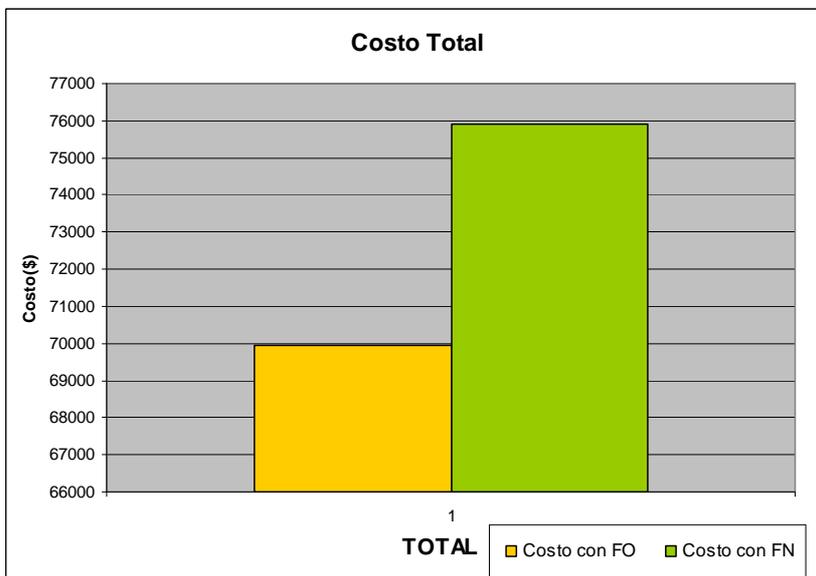
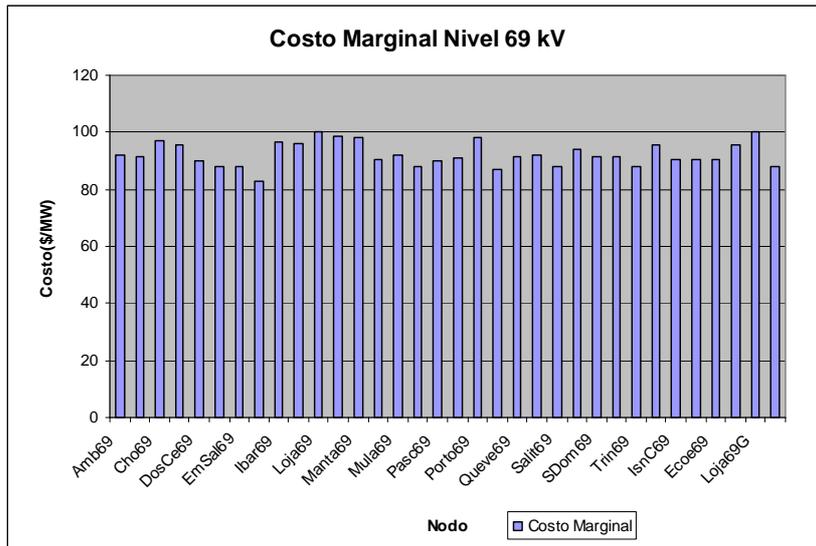


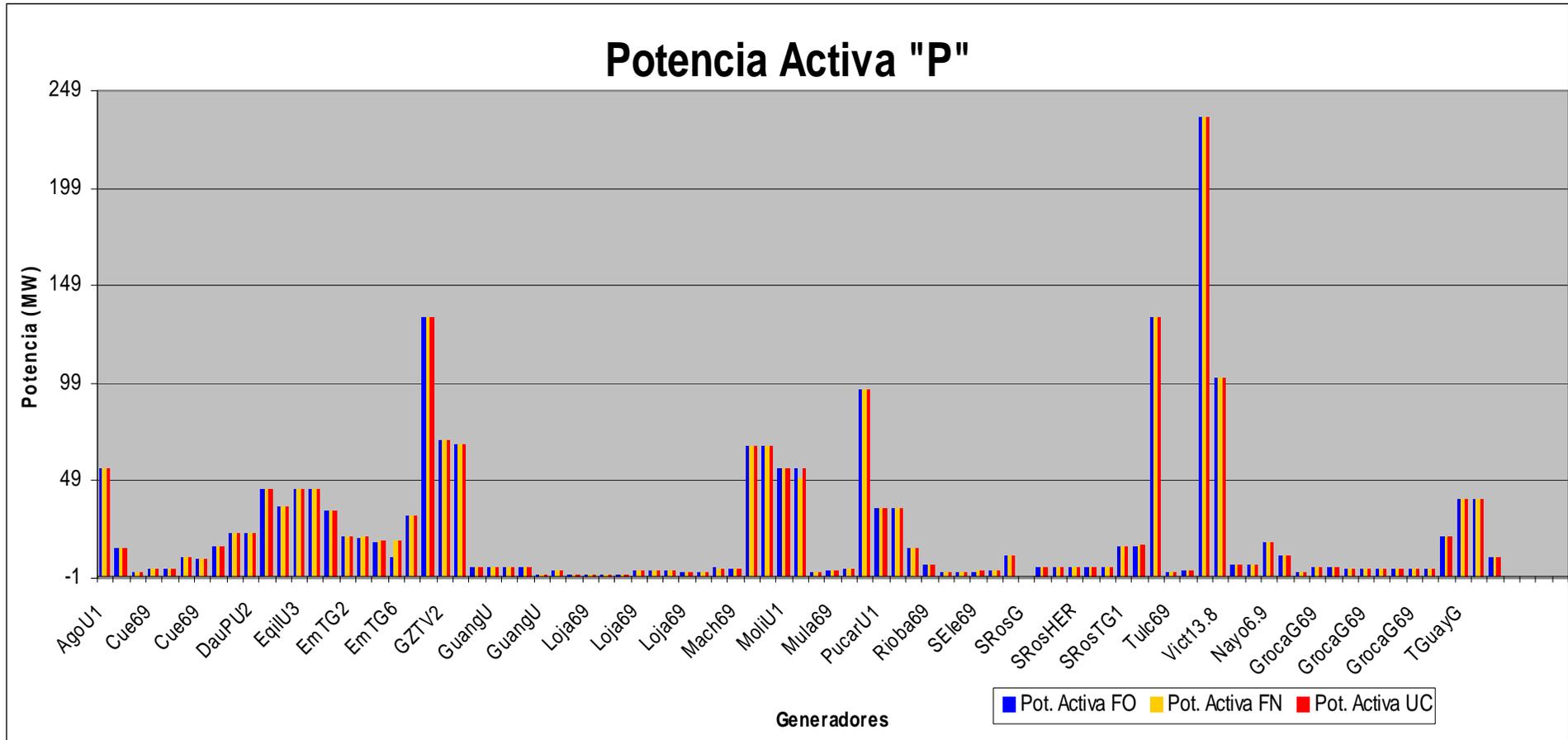


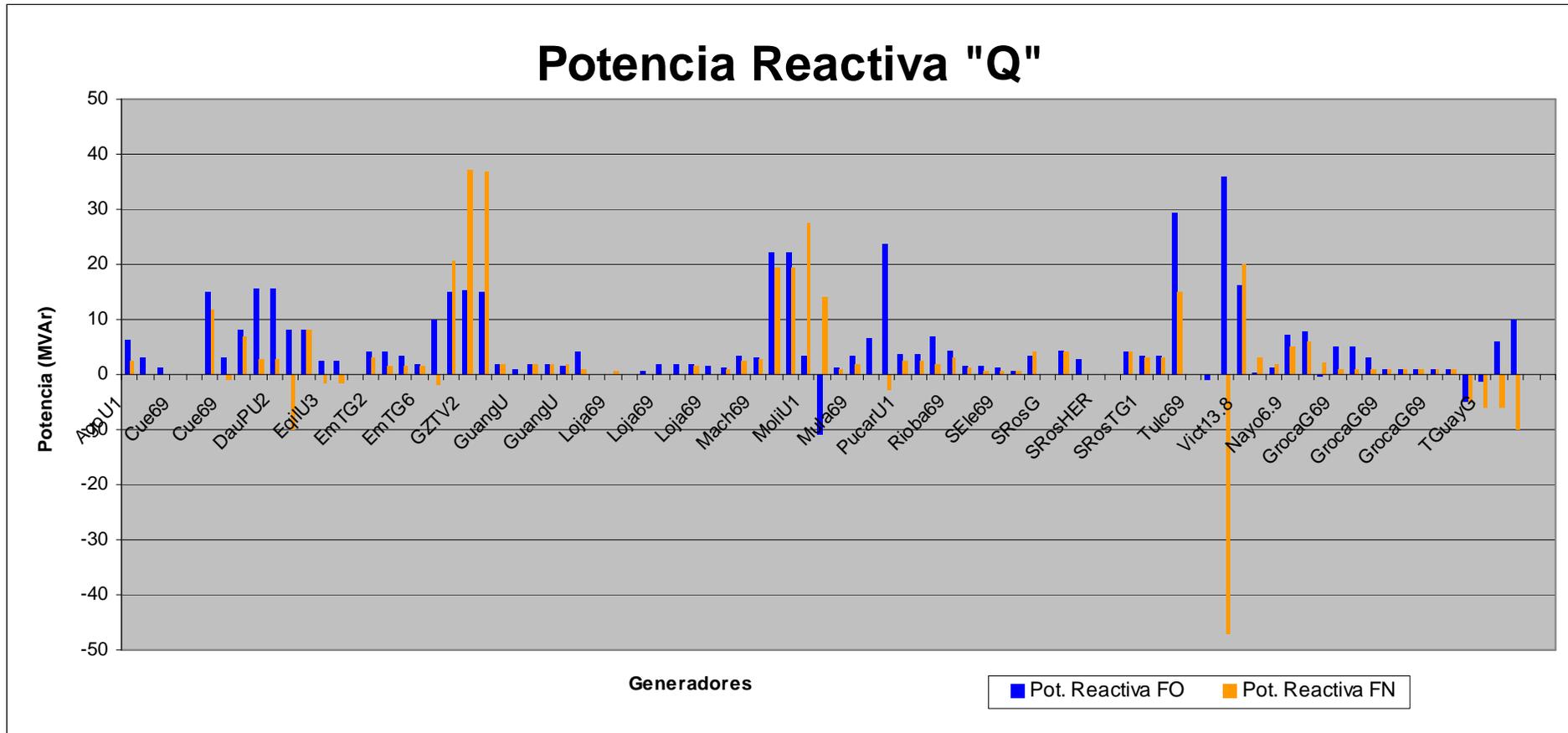
DEMANDA MEDIA



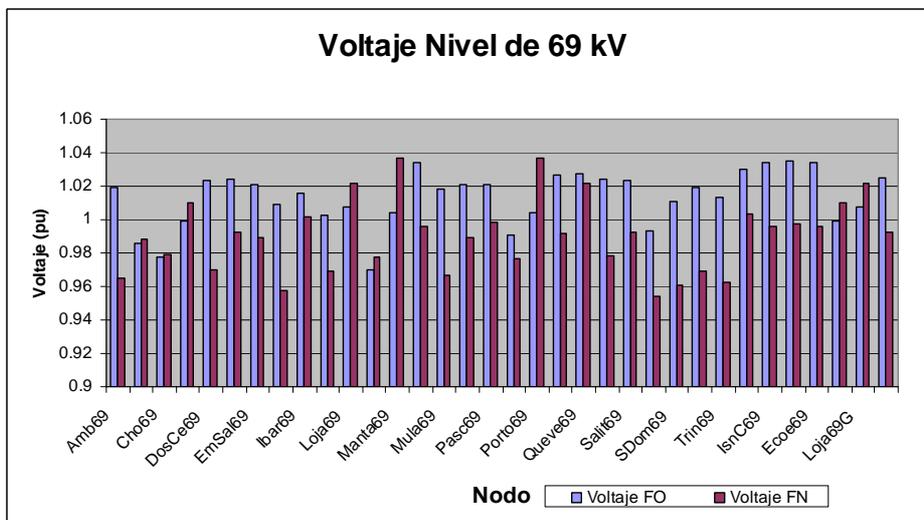
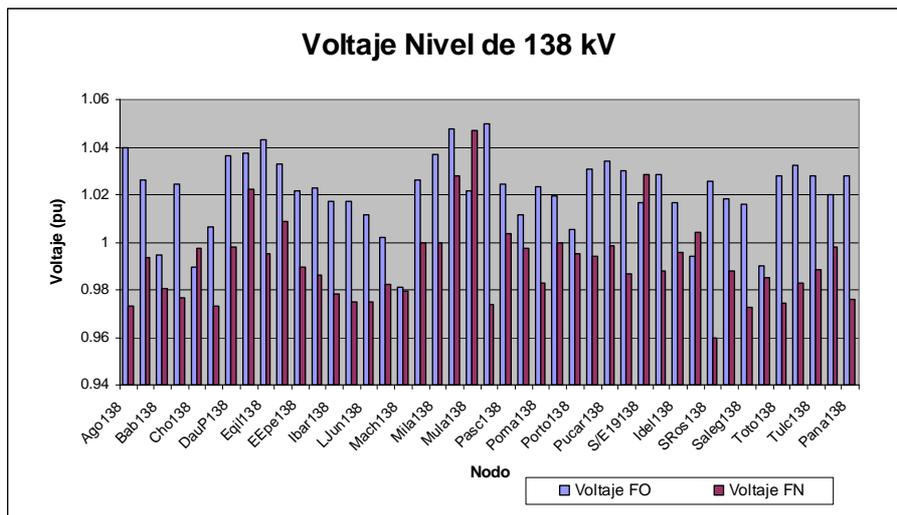
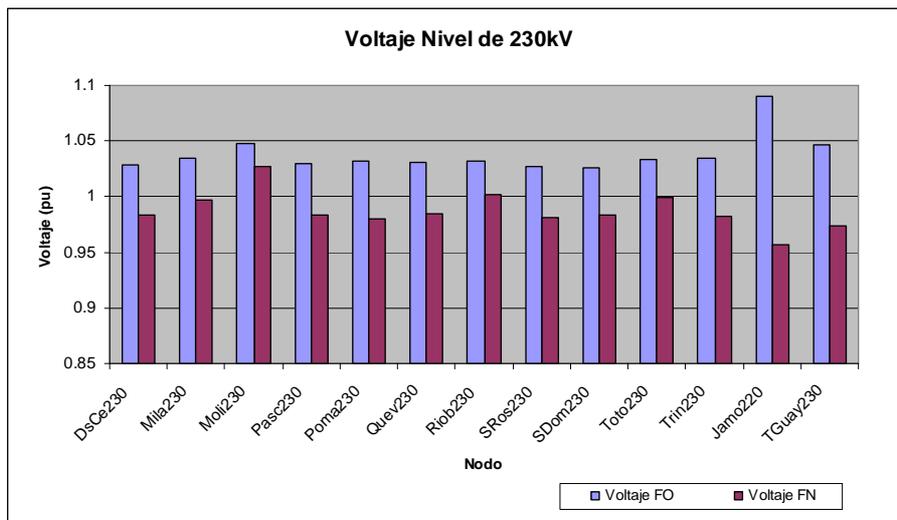


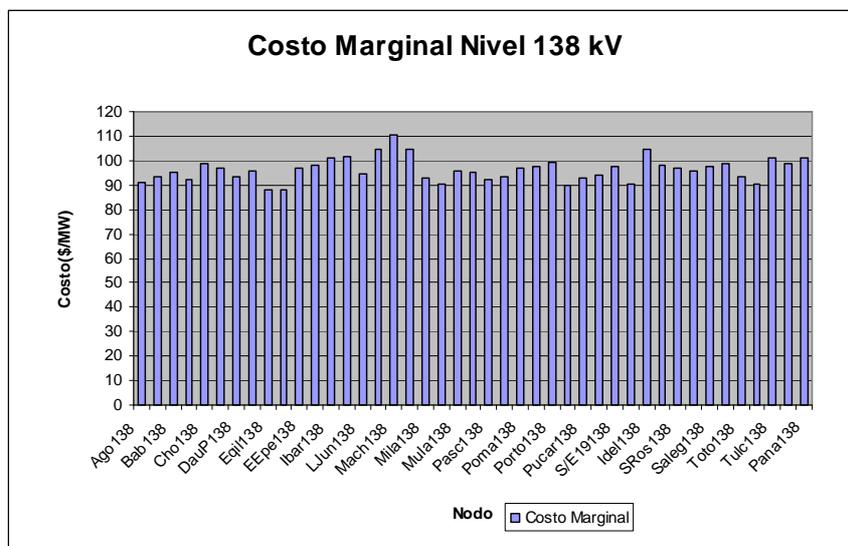
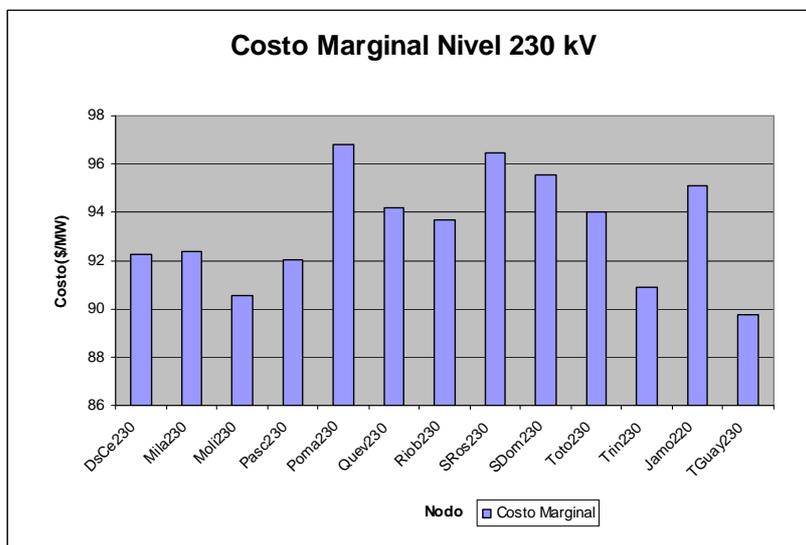
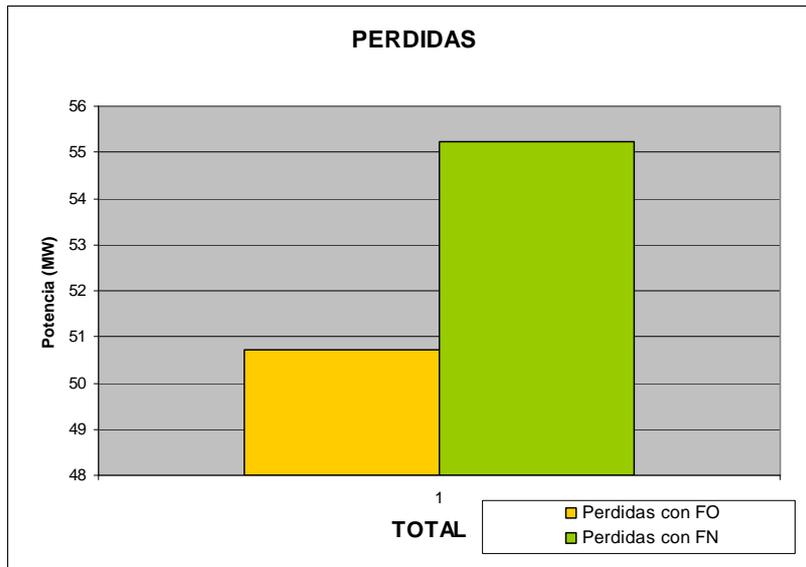


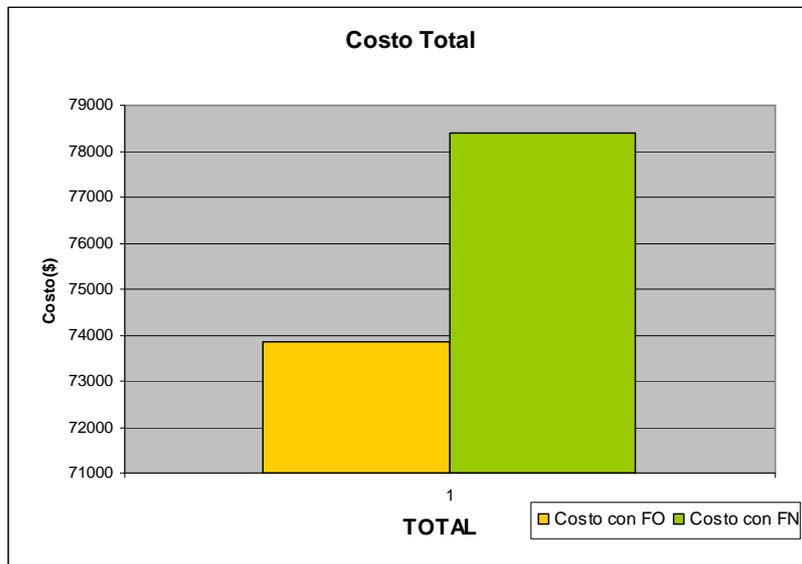
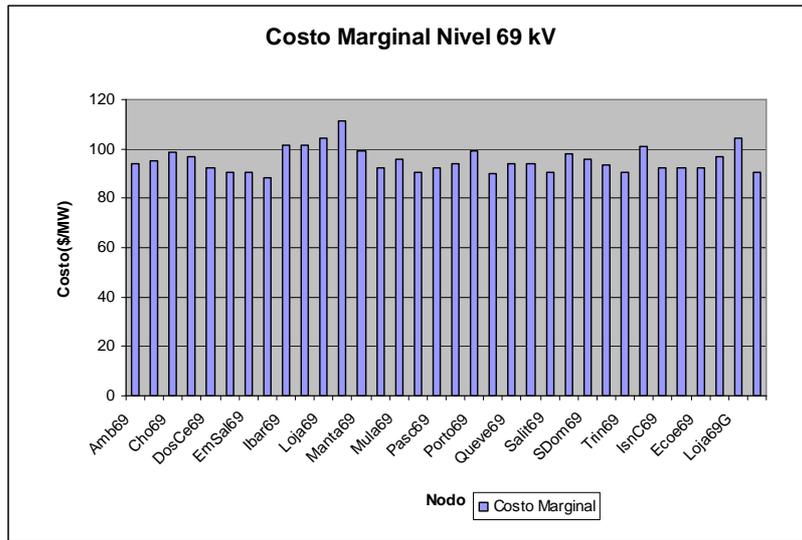


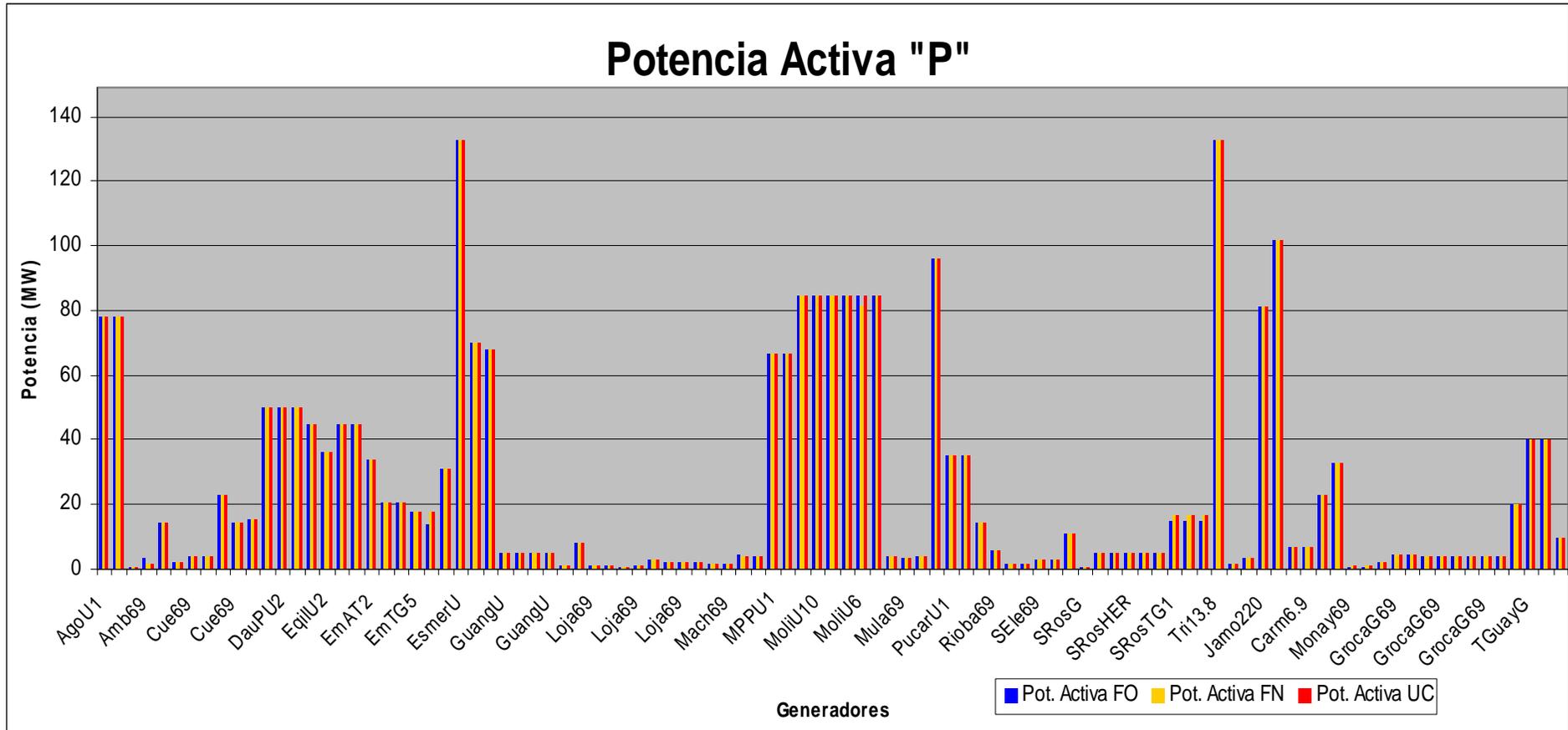


DEMANDA MAXIMA









ANEXO 4

MANUAL DE USO PARA USO DE LA MACRO DE FLUJO ÓPTIMO Y SELECCIÓN DE UNIDADES

1. El archivo **Unit.xls** que se encuentra en la dirección C:\MACRO, es el archivo que sirve como base de datos de las características técnicas, el costo operativo, el costo de arranque y el rendimiento de las unidades de generación térmica indistintamente del tipo de combustible (**hoja 1 y hoja 2**) figura 4.1 y figura 4.2, en la **"hoja 4"** del mismo archivo de Excel, se ubica la demanda del sistema, dicha demanda no considera el parque generador hídrico ni la interconexión con Colombia, se encuentra incluida también la potencia máxima hora a hora de la central Paute, la misma que es calculada en función de la reserva secundaria de frecuencia fig. 4.3 y para finalizar en la **hoja 3** se encuentran las indisponibilidades de la unidades generadoras del parque térmico figura 4.4.

	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O	P	Q	R	S
		Pmax	Pmin	C.Arrq	CV	Rend	tu	td	Rampup	Rampdown	Pinic	Tunio	Tdnie	Vinicial	XXUPTIME	costo	TipoC	
		MV	MV	usd	Usd/MVh	Lvh/Gal	h	h	MV/h	MV/h	MV	h	h	h	h	h	MV/H	
5	Categ	ASantos																
6	Papez	ASantos																
7	1	31	15	2536	59,80	12,630	0,013	2860,0	24,0	12,00	30,00	32,5	24	0	1	8000		
8	2	70	18	3505,6	55,50	13,620	0,014	720,0	48,0	90,00	120,00	70	24	0	1	8000		
9	3	68	18	3505,57	48,70	13,770	0,014	720,0	48,0	90,00	120,00	68	24	0	1	8000		
10	4	133	50	19837,32	48,70	16,440	0,016	720,0	48,0	78,00	60,00	0,0	0,0	0,0	0,0	8000,0		
11	5	4,7	3,5	0	51,30	15,100	0,015	6,0	0,3	15,00	30,00	4,7	24	0	1	500		
12	6	4,5	3,5	0	51,70	15,100	0,015	6,0	0,3	15,00	30,00	4,5	24	0	1	500		
13	7	4,2	3,5	0	52,10	15,100	0,015	6,0	0,3	15,00	30,00	4,2	24	0	1	500		
14	8	4,2	3,5	0	52,10	15,100	0,015	6,0	0,3	15,00	30,00	4,2	24	0	1	500		
15	9	4,2	3,5	0	52,10	15,100	0,015	6,0	0,3	15,00	30,00	4,2	24	0	1	500		
16	10	4,2	3,5	0	52,10	15,100	0,015	6,0	0,3	15,00	30,00	4,2	24	0	1	500		
17	11	4,2	3,5	0	52,10	15,100	0,015	6,0	0,3	15,00	30,00	4,2	24	0	1	500		
18	12	4,2	3,5	0	52,10	15,100	0,015	6,0	0,3	15,00	30,00	4,2	24	0	1	500		
19	13	133	65	20354	27,10	15,780	0,016	720,0	24,0	60,00	60,00	130	24	0	1	7560		

Fig. 4.1

1	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J
2	NC	Generador	Nombre	Costo Arranque	Costo Variable	Rend(MW/Galon)				
3	39	1	VASAN_1	2536	59,80	0,01				
4	47	2	GZEV_TV2	3505,6	55,50	0,01362				
5	48	3	GZEV_TV3	3505,57	48,70	0,01377				
6	168	4	TRINITAR	19837,32	48,70	0,01644				
7	192	5	Generoca 3	0	51,30	0,0151				
8	192	6	Generoca 4	0	51,70	0,0151				
9	192	7	Generoca 5	0	52,10	0,0151				
10	192	8	Generoca 6	0	52,10	0,0151				
11	192	9	Generoca 7	0	52,10	0,0151				
12	192	10	Generoca 8	0	52,10	0,0151				
13	192	11	Generoca 1	0	52,10	0,0151				
14	192	12	Generoca 2	0	52,10	0,0151				
15	43	13	CTESMER	20354	27,10	0,01578				
16	194	14	TGuay1	1268	38,20	0,01512				
17	194	15	TGuay2	2536	38,30	0,01506				
18	194	16	TGuay3	2536	38,50	0,01496				
19	194	17	TGuay4	3170	38,80	0,01487				
20	142	18	GHERN_U2	200	46,30	0,01658				
21	142	19	GHERN_U6	200	46,60	0,01644				
22	142	20	GHERN_U4	200	46,70	0,01639				
23	142	21	GHERN_U5	200	46,80	0,01635				
24	142	22	GHERN_U3	200	47,20	0,01618				
25	49	23	GUANG_U1	250	39,60	0,01695				
26	49	24	GUANG_U6	250	39,60	0,01695				
27	49	25	GUANG_U3	250	39,70	0,01695				
28	49	26	GUANG_U7	250	46,90	0,0148				
29	49	27	GUANG_U4	250	39,70	0,01695				
30	14	28	DESCAN 4	0	45,80	0,01714				

Fig. 4.2

1	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L
2		Demanda	PmaxPaute	DEMANDAT	RESERVA	A						
3		MW	MW	MW								
3	2	1130,10	1018,48	1.413,10	56,524	1000,60						
4	3	1068,91	1020,72	1.356,91	54,2764	957,91						
5	4	1041,90	1021,56	1.335,90	53,436	931,90						
6	5	1007,93	1022,37	1.315,83	52,6332	897,93						
7	6	992,77	1022,21	1.319,67	52,7868	882,77						
8	7	1161,02	1015,76	1.480,92	59,2368	1051,02						
9	8	1077,62	1014,06	1.523,52	60,9408	967,62						
10	9	1173,65	1009,90	1.627,55	65,102	1063,65						
11	10	1323,39	1003,13	1.796,79	71,8716	1143,39						
12	11	1446,00	998,22	1.919,40	76,776	1266,00						
13	12	1502,09	995,98	1.975,49	79,0196	1320,30						
14	13	1518,40	995,35	1.991,30	79,652	1337,02						
15	14	1491,89	996,41	1.964,79	78,5916	1311,89						
16	15	1489,28	996,51	1.962,18	78,4872	1277,60						
17	16	1533,11	994,76	2.006,01	80,2404	1279,40						
18	17	1523,35	995,07	1.998,25	79,93	1279,40						
19	18	1530,01	997,80	1.929,91	77,1964	1285,40						
20	19	1516,69	996,62	1.959,59	78,3836	1285,40						
21	20	1871,38	976,80	2.455,08	98,2032	1360,10						
22	21	1917,38	974,96	2.501,08	100,0432	1360,79						
23	22	1818,56	980,41	2.364,86	94,5944	1360,09						
24	23	1650,06	990,75	2.106,36	84,2544	1328,00						
25	24	1416,00	1000,52	1.862,00	74,48	1277,80						
26	25	1298,38	1008,38	1.665,48	66,6192	1188,38						

Fig. 4.3

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	
				DATOS DE INDISPONIBILIDAD		Pmax	Pmin	CArr	CV	Rend1	Rend	tu	
						MW	MW	usd	Usd/MWh	kWh/Gal	MWh/Gal	h	
1													
2													
3													
4													
5													
6	189	38	MONAY 5		14	38	1,1	0,6	0	102,20	9,750	0,010	1,0
7													
8	189	37	MONAY 3		14	37	1,1	0,5	0	71,50	13,340	0,013	1,0
9													
10													
11	46	55	OZEV_TG4		46	55	20	10	0	90,00	9,400	0,009	4,0
12													
13	136	65	EMPEPE_SE11		136	65	2	1,8	2,5	80,80	13,320	0,013	1,0
14													
15	114	69	POSORJA		114	69	2	1,8	2,5	68,40	12,810	0,013	1,0
16													
17	49	25	GUANO_US		49	25	5,2	5	250	39,60	16,950	0,017	6,0
18													
19	14	33	DESCAN 3		14	33	4,3	3,6	0	47,50	17,320	0,017	8,0
20													
21	32	52	ATINA_UI		32	52	42	15	0	66,60	14,100	0,014	4,0
22													
23	49	30	GUANG_U2		49	30	5,2	5	250	39,60	16,950	0,017	6,0
24													
25	14	34	DESCAN 1		14	34	4,3	3,6	0	47,50	16,730	0,017	8,0
26													
27	61	77	CATAM_US		61	77	1,2	0,95	0	94,10	12,010	0,012	0,5
28													
29	4	62	Ligu2		4	62	2	1	0	100,40	12,550	0,013	0,3

Fig. 4.4

2. Una vez depurado el archivo **Unit.xls**, se procede a utilizar el optimizador GAMS, el archivo **UNITH.gms** que se encuentra en C:\MACRO contiene el código fuente para la solución del problema de selección de unidades, dicho archivo es ejecutable desde el optimizador (figura 4.5). Una vez obtenida la solución correspondiente al problema mencionado, los resultados son almacenados en el archivo **UNITC.xls** "hoja Unit".en la carpeta C:\MACRO (figura 4.6).

```

gamsdir: C:\WINDOWS\gamsdir\project.gpr - [C:\MACRO\UNITH.gms]
File Edit Search Windows Help

unith.gms

** Declaracion de Conjuntos Generadores, Demanda, Reserva
SETS
K indice de periodos de tiempo /1*25/
J indice de generadores /1*68/
C indice de la centrales de diesel /C1*C14/
U indice de las unidades q pertenecen a la central c /U1*U80/
B ;
** Se formula la primera tabla de datos del genrador considerando que su
** segunda columna es de forma independiente.

table gdatos(J,*)

$call =C:\MACRO\Gamsdir\xls2gms "i=C:\MACRO\Unit.xls" o=C:\Unit.inc R=Hoja2!B2:R172
$include C:\Unit.inc
;

** Se formula la segunda tabla de datos de la demanda considerando que su
** segunda columna es de forma independiente.

table ddatos(K,*)

$call =C:\MACRO\Gamsdir\xls2gms "i=C:\MACRO\Unit.xls" o=C:\Unit.inc R=Hoja4!A1:E26
$include C:\Unit.inc
;

alias(K,A) ;

** declaramos las variables de optimizacion
VARIABLES
Z
Z Valor de la funcion objetivo
p(J,K) potencia Generada por la unidad j en el periodo k
v(J,K) Vale 1 si el generador j esta acoplado en el periodo k
y(J,K) vale 1 si el generador j arranca al inicio del periodo k

```

Fig. 4.5

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L
1												
2	1	32,5	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31
3	2	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70
4	3	68	68	68	68	68	68	68	68	68	68	68
5	4	78	133	133	133	133	133	133	133	133	133	133
6	5	4,7	4,7	4,7	4,7	4,7	4,7	4,7	4,7	4,7	4,7	4,7
7	6	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5
8	7	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2
9	8	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2
10	9	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2
11	10	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2
12	11	3,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2
13	12	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2
14	13	130	133	133	133	133	133	133	133	133	133	133
15	14	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20
16	15	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40
17	16	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40
18	17	30	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
19	18	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2
20	19	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2
21	20	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2
22	21	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2
23	22	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2
24	23	5,2	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
25	24	5,2	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
26	25	5,2	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
27	26	1,4	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3
28	27	5,2	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
29	28	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3
30	29	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3

Fig. 4.6

- En este paso se abre el archivo **MACRO FLUJO OPTIMO.xls (hoja Titulo)** que se encuentra en C:\MACRO, en esta hoja se encuentran las diferentes macros para realizar la adquisición de datos, realizar archivos correspondientes para el flujo optimo de potencia para las demandas mínima, media y máxima y la realización de graficas. Como primer punto se adquieren los datos mediante el Icono llamado **“Adquisición de Datos”** este icono permite introducir las unidades generadoras hidráulicas con potencia constante para cada una de las demandas, al igual que los datos referentes a toda la red de sistema interconectado. Una vez adquiridos los datos procedemos al segundo punto que es escoger el tipo de demanda en la cual se va a realizar el flujo optimo de potencia, para esto hay tres opciones que se muestran bajo tres iconos correspondientes llamados **“Demanda Mínima, Demanda Media y Demanda Máxima”**, una vez seleccionada la demanda el tercer punto es crear archivos planos mediante el icono **“Fuente”**, (figura 4.7).

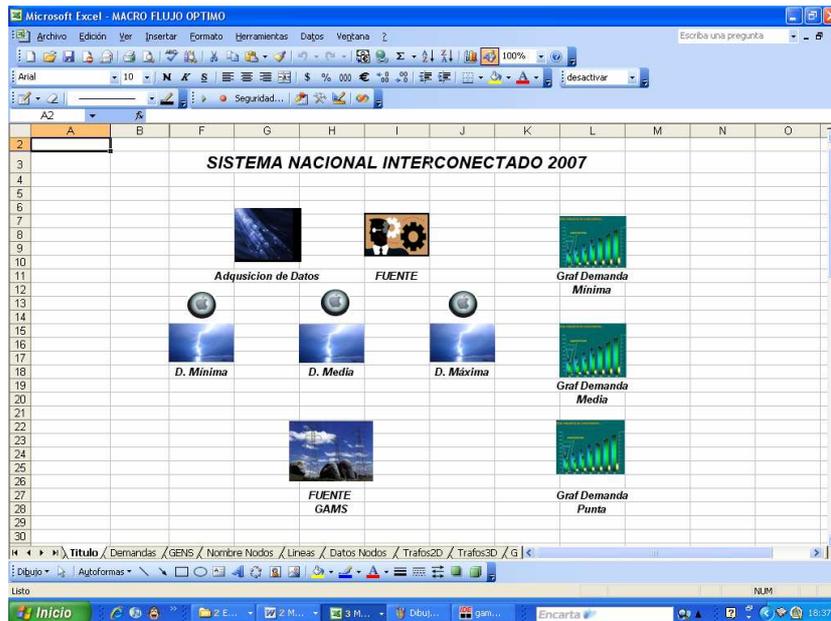


Fig. 4.7

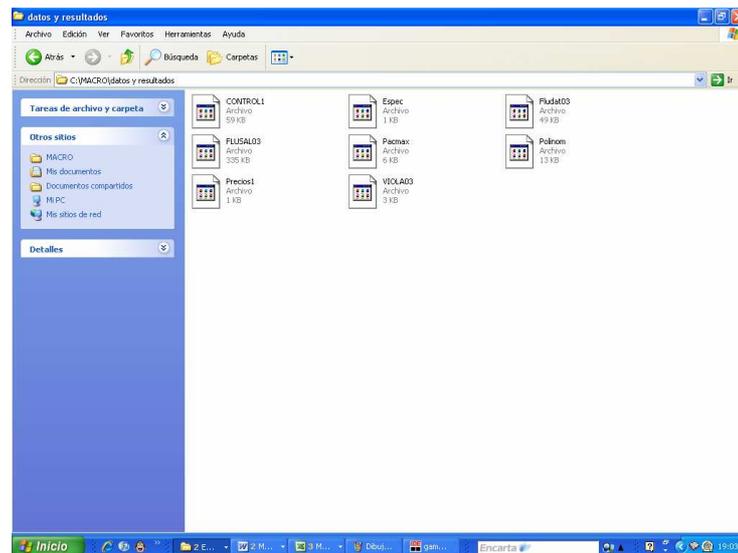
4. Los archivos planos son leídos por un programa llamado **Flujo.for** el mismo que es ejecutable por visual FORTRAN (figura 4.8), los archivos planos de entrada de datos son: “**Fludat03., Espec, Pacmax, Polinom**” y sirven para realizar una corrida de flujo de acuerdo a la demanda seleccionada, los resultados que se obtienen sirven como datos de inicialización para la realización del flujo optimo de potencia, los archivos de salida que se obtiene son: “**FLUSAL03, CONTROL1, Precios1 VIOLA03**” estos archivos se encuentran en C:\MACRO\datos y resultados (figura 4.9)

```

PROGRAMA DE FLUJO DE POTENCIA
AREAS DE ESPECIFICACION
INTEGER*2 IPERIO
IPERIO=3
WRITE(6,*) 'Periodo', IPERIO, ' >>>>>> Comienza FLUCAR'
CALL FLUCAR (IPERIO)
CALL OPTINA
STOP
END

```

Fig. 4.8



4.9

5. Una vez obtenidos los resultados del flujo de potencia, volvemos al archivo **MACRO FLUJO OPTIMO.xls**, mediante el icono llamado “Fuente GAMS” el mismo que crea el archivo **Flujo.xls** dentro de C:\MACRO, dicho archivo contiene los datos de la red para la demanda escogida, al igual que los generadores despachados. (figura 4.10-4.11).

Numero	Tipo	Voltaje (KV)	Vmax (KV)	Vmin (KV)	P (MW)	Q (MVar)	VB (KV)	Sh (pu)	DINI	Sucep (S)	Nombre
1	3	13,8	14,49	13,11	0,372	0,124	13,8		-1,32	0	AgoU1
2	2	138	144,9	131,1	0	0	137,12		-7,85	0	Ago138
3	3	13,8	14,49	13,11	0,372	0,124	13,8		-1,32	0	AgoU2
4	2	69	72,45	65,55	41,984	6,812	68,98		-16,07	0	Amb69
5	2	138	144,9	131,1	0	0	136,3		-11,28	0	Amb138
6	2	13,8	14,49	13,11	0	0	13,38		-13,86	0	AmbT
7	2	13,8	14,49	13,11	0	0	13,32		-18,21	0	BabT
8	2	69	72,45	65,55	53,302	14,862	68,21		-18,92	0	Bab69
9	2	138	144,9	131,1	0	0	134,77		-17,67	0	Bab138
10	2	138	144,9	131,1	0	0	137,67		-7,28	0	CED138
11	2	69	72,45	65,55	47,929	12,756	67,96		-20,13	0	Che69
12	2	138	144,9	131,1	0	0	134,34		-16,24	0	Che138
13	2	13,8	14,49	13,11	0	0	13,21		-18,13	0	CheT
14	2	69	72,45	65,55	147,873	38,516	69,67		-12,39	0	Cue69
15	2	138	144,9	131,1	0	0	137,74		-9	0	Cue138
16	2	13,8	14,49	13,11	0	0	13,61		-11,28	0	CueT
17	2	138	144,9	131,1	0	0	141		-12,34	0	DauP138
18	3	13,8	14,49	13,11	0,619	0,248	13,8		-8,44	0	DauPU1
19	3	13,8	14,49	13,11	0,619	0,248	13,8		-8,44	0	DauPU2
20	3	13,8	14,49	13,11	0,619	0,248	13,8		-8,44	0	DauPU3
21	2	69	72,45	65,55	65,019	20,806	68,96		-10,1	0	DoeC69
22	2	230	253	218,5	0	0	228,33		-7,83	0	DsCe230
23	2	13,8	14,49	13,11	0	0	13,62		-8,52	0	DsCeT
24	2	138	144,9	131,1	0	0	137,37		-18,37	0	ECar138
25	2	69	72,45	65,55	0	0	68,5		-3,72	0	Equi69
26	2	138	144,9	131,1	0	0	138,22		-2,96	0	Equi138
27	3	13,8	14,49	13,11	0,743	0,248	13,37		2,04	0	EquiU1

Fig. 4.10

The screenshot shows an Excel spreadsheet with the following data:

DEMANDA SEGUN EL CASO DE ESTUDIO										
Datos de Generadores										
		Nodo de Conexion	Pot. Max Pgmax	Pot. Min Pgmin	Pot Generada Pgini	Q. Max Qgmax	Q. Min Qgmin	Q. Generada Qgini	Costo b	
5	g1	1	78	78	78	30	-10	7,31	0,000	1
6	g2	3	78	78	78	30	-10	7,31	0,000	2
7	g3	4	0,5	0,5	0,5	1,2	-0,51	0	0,000	3
8	g4	4	3,6	0,5	2	0	0	0	86	4
9	g5	8	14,1	14,1	14,1	3	-3	0	0,000	5
10	g6	11	2,2	2,2	2,2	1,4	0	0	0,000	6
11	g7	14	4,3	3,6	4,3	0,12	0	0	45,7	7
12	g8	14	4,3	3,6	4,3	0,12	0	0	45,8	8
13	g9	14	23	23	23	14,99	-2,08	12	0,000	9
14	g10	14	14,4	14,4	14,4	3	-2	-1	0,000	10
15	g11	14	15,4	15,4	15,4	8,17	-3,4	7	0,000	11
16	g12	18	50	50	50	35	-30	0,51	0,000	12
17	g13	19	50	50	50	35	-30	0,51	0,000	13
18	g14	20	50	50	50	35	-30	0,51	0,000	14
19	g15	27	45	23	45	8	-10	-10	69,8	15
20	g16	28	36	23	36	8	-10	8	73,5	16
21	g17	29	45	23	45	8	-10	0,04	70,6	17
22	g18	30	45	23	45	8	-10	0,04	71,5	18
23	g19	33	34	15	34	0	0	0	80,1	19
24	g20	35	20,5	10	20,5	4	-4	3	86,7	20
25	g21	36	20,5	10	20,5	4	-4	4	87,5	21
26	g22	37	18	10	18	4	-4	1,64	87,5	22
27	g23	38	18	10	18	4	-4	1,64	90,2	23
28	g24	39	31	10	31	10	-2	-2	59,8	24
29	g25	43	133	65	133	25	-10	25	27,1	25

Fig. 4.11

6. Una vez creado este archivo Flujo.xls, se procede a realizar el flujo optimo de potencia mediante el optimizador utilizando el código fuente contenido en el archivo **Flujo Optimo.gms** que se encuentra en C:\MACRO (figura 4.12), los resultados obtenidos del flujo de potencia son exportados a los archivos **FODMIN.xls**, **FODMED.xls** y **FODMAX.xls** en la carpeta C:\MACRO de acuerdo a las demandas mínima, media y máxima correspondientemente, esto se logra por medio de la aplicación de GAMS llamada GDXVIEWER (figura 4.13).

```

gamside: C:\WINDOWS\gamsdir\project.gpr [C:\MACRO\Flujo Optimo.gms]
File Edit Search Windows Help

Flujo Optimo.gms

$clear
Nb Numero de barras /194/
Ng Numero de generadores /111/
Nl Numero de lineas /86/
Nt Numero de transformadores /194/
$base Potencia base /100/
p1 /3.141592654/
Nnex Numero de nexos de transmision ;
Nnex=Nl+Nt;

Sets
i Indice de generadores /g1*g111/
j Indice de nodos /n1*n194/
k Indice de nexos de transmision /x1*x280/
Inod Caracteristicas de nodos /Num,Vnom,Vmin,Vini,Vmax,Dini,Pcar,Qcar,BC,TP,Sh/
Ilin Caracteristicas de lineas /Nini,Nfin,Vn,R,X,Bo/
Igen Caracteristicas de generadores /Ncon,Pgmax,Pgini,Pgmin,Qgmax,Qgini,Qgmin,b/
alias (j,i);

Table Nodo(j,Inod) Tabla con parametros de los nodos
*Demanda Baja
$call =C:\MACRO\Gamsdir\xls2gms "i=C:\MACRO\FLUJO.xls" o=C:\FLUJOA.inc R=NodeMin!A3:L198
$include C:\FLUJOA.inc
;

Table Nexos(k,Ilin)
$call =C:\MACRO\Gamsdir\xls2gms "i=C:\MACRO\FLUJO.xls" o=C:\FLUJOA.inc R=Lineas!A2:F283
$include C:\FLUJOA.inc
;

Table Gen(i,Igen)
*Demanda Baja
$call =C:\MACRO\Gamsdir\xls2gms "i=C:\MACRO\FLUJO.xls" o=C:\FLUJOB.inc R=GENERADORES!B3:J66

```

Fig. 4.12

Variables	dm1	lo	level	up	marginal
g1	0.78	0.78	0.78	0.78	1.0232129408...
g2	0.78	0.78	0.78	0.78	1.0232129404...
g3	0.005	0.005	0.005	0.005	1.51759373873...
g4	0.005	0.036	0.036	0.036	1.51759373873...
g5	0.141	0.141	0.141	0.141	1.580352088576
g6	0.022	0.022	0.022	0.022	1.21403871338...
g7	0.036	0.043	0.043	0.043	1.24312086312...
g8	0.036	0.043	0.043	0.043	1.24312086312...
g9	0.23	0.23	0.23	0.23	1.24312086312...
g10	0.144	0.144	0.144	0.144	1.24312086312...
g11	0.154	0.154	0.154	0.154	1.24312086312...
g12	0.5	0.5	0.5	0.5	1.039651338036
g13	0.5	0.5	0.5	0.5	1.03965134353...
g14	0.5	0.5	0.5	0.5	1.03965134353...
g15	0.23	0.45	0.45	0.45	1.21259182220...
g16	0.23	0.36	0.36	0.36	1.40254021024...
g17	0.23	0.45	0.45	0.45	0.98499724306...
g18	0.23	6.8795272582286	0.45	0.45	EPS
g19	0.15	0.34	0.34	0.34	0.98608656219...
g20	0.1	0.205	0.205	0.205	0.65487383916...
g21	0.1	0.205	0.205	0.205	0.65223067008...
g22	0.1	0.18	0.18	0.18	1.07502029595...
g23	0.1	0.18	0.18	0.18	1.07491267657...
g24	0.1	0.31	0.31	0.31	1.35014993806...
g25	0.65	1.33	1.33	1.33	0.02116062642...
g26	0.18	0.7	0.7	0.7	1.21354515941...
g27	0.18	0.68	0.68	0.68	1.22012513193...
g28	0.05	0.05	0.05	0.05	1.79717486794...
g29	0.05	0.05	0.05	0.05	1.79717486794...
g30	0.05	0.05	0.05	0.05	1.79717486794...
g31	0.05	0.05	0.05	0.05	1.79717486794...
g32	0.005	0.013	0.013	0.013	1.79717486794...
g33	0.078	0.078	0.078	0.078	2.10151220457...
g34	0.0064	0.012	0.012	0.012	1.29358800681...
g35	0.0064	0.012	0.012	0.012	1.29358800681...
g36	0.0038	0.0075	0.0075	0.0075	1.29358800681...
g37	0.0095	0.012	0.012	0.012	1.29358800681...
g38	0.014	0.026	0.026	0.026	1.29358800681...
g39	0.014	0.025	0.025	0.025	1.29358800681...
g40	0.01	0.025	0.025	0.025	1.29358800681...
g41	0.015	0.022	0.022	0.022	1.29358800681...
g42	0.018	0.02	0.02	0.02	2.14099420582...
g43	0.018	0.02	0.02	0.02	2.14099420582...
g44	0.035	0.044	0.044	0.044	2.14099420582...
g45	0.035	0.042	0.042	0.042	2.14099420582...

Fig. 4.13

7. Una vez exportados los datos, retornamos al archivo **MACRO FLUJO OPTIMO.xls**, y realizamos las graficas correspondientes de acuerdo a la demanda seleccionada como para esto existen tres iconos llamados “Graf Demanda Min, Graf Demanda Media, Graf Demanda Max” (figura 4.14), obteniendo así en las graficas correspondientes. (figura 4.15)

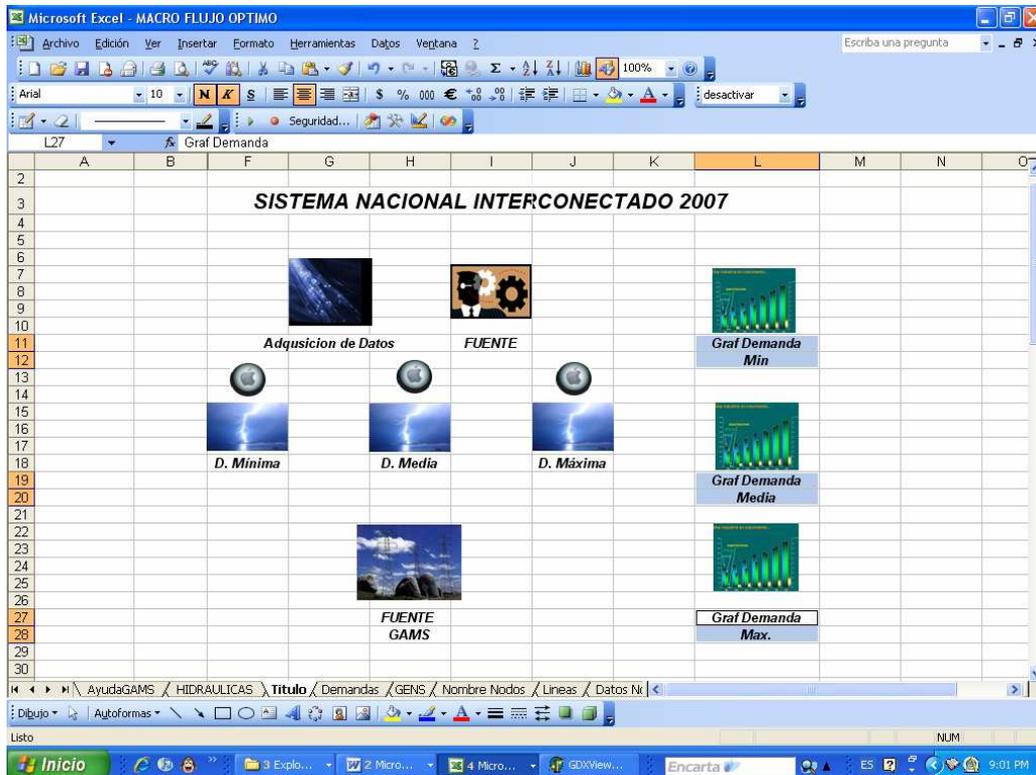


Fig.4.14

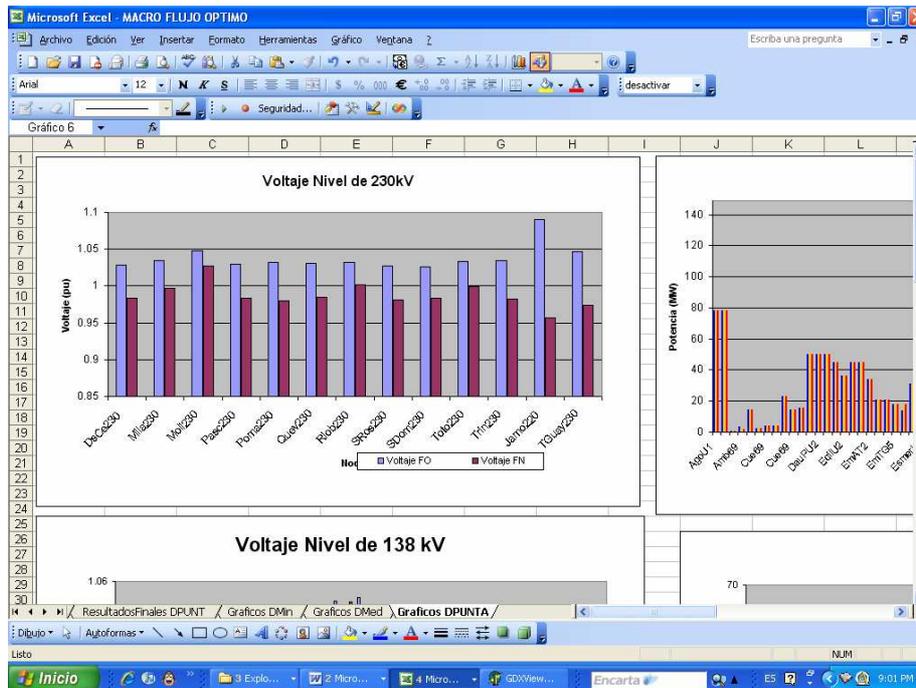


Fig. 4.15

NOTAS DE INSTALACIÓN:

- Una vez Instalado el optimizador GAMS, los archivos **gdxviewer.exe**, **gdxviewer.ini**, **Gdxxrw.exe**, **Xls2gms.exe** y **Gdxio.dll**, que se encuentran dentro de C:\MACRO\Gamsdir, deben ser copiados y trasladados a C:\Archivos de programa\GAMS20.7.

Notas de variación dentro de la base de datos.

- La reducción de las unidades térmicas indisponibles, produce una ampliación de la base de datos que permite hallar la solución del problema de selección de unidades, por lo tanto se recomienda colocar de manera correcta las nuevas unidades disponibles en función del tipo de combustible dentro de la base de datos (Unit.xls) y colocar dicho aumento dentro del código fuente en el archivo **UNITH.gms** GAMS los campos a cambiar se muestra en la figura 4.16.

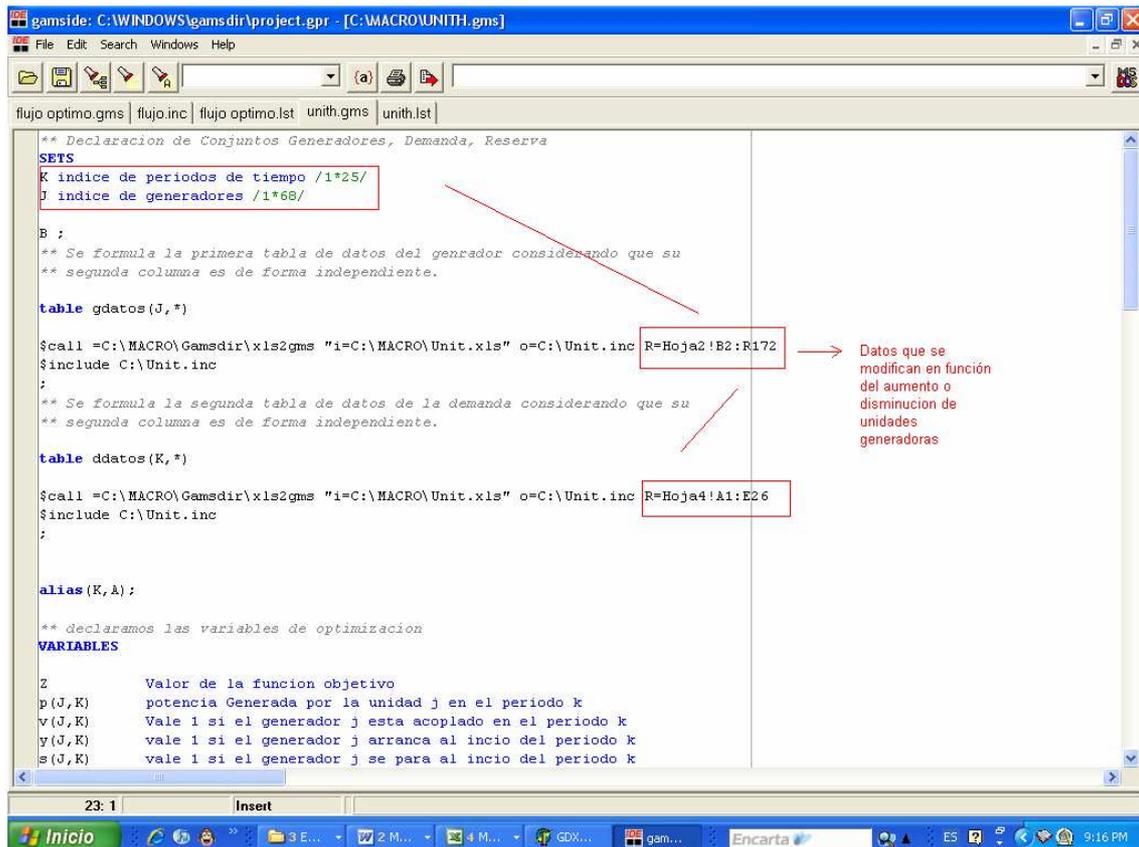


Fig. 4.16

- Para la solución del flujo optimo se ocupa una nueva base de datos (Flujo.xls) la misma que cambia el número de generadores de acuerdo al tipo de demanda que se este analizando, por lo cual se recomienda colocar dicho número de unidades de generación dentro del código fuente en el optimizador que permite resolver el problema mencionado dicho código se encuentra en el archivo **Flujo Optimo.gms**, además podemos variar el numero de nodos, transformadores. En las figuras 4.17 a,b,c,d se muestran que campos a cambiar en función de las variaciones antes mencionadas

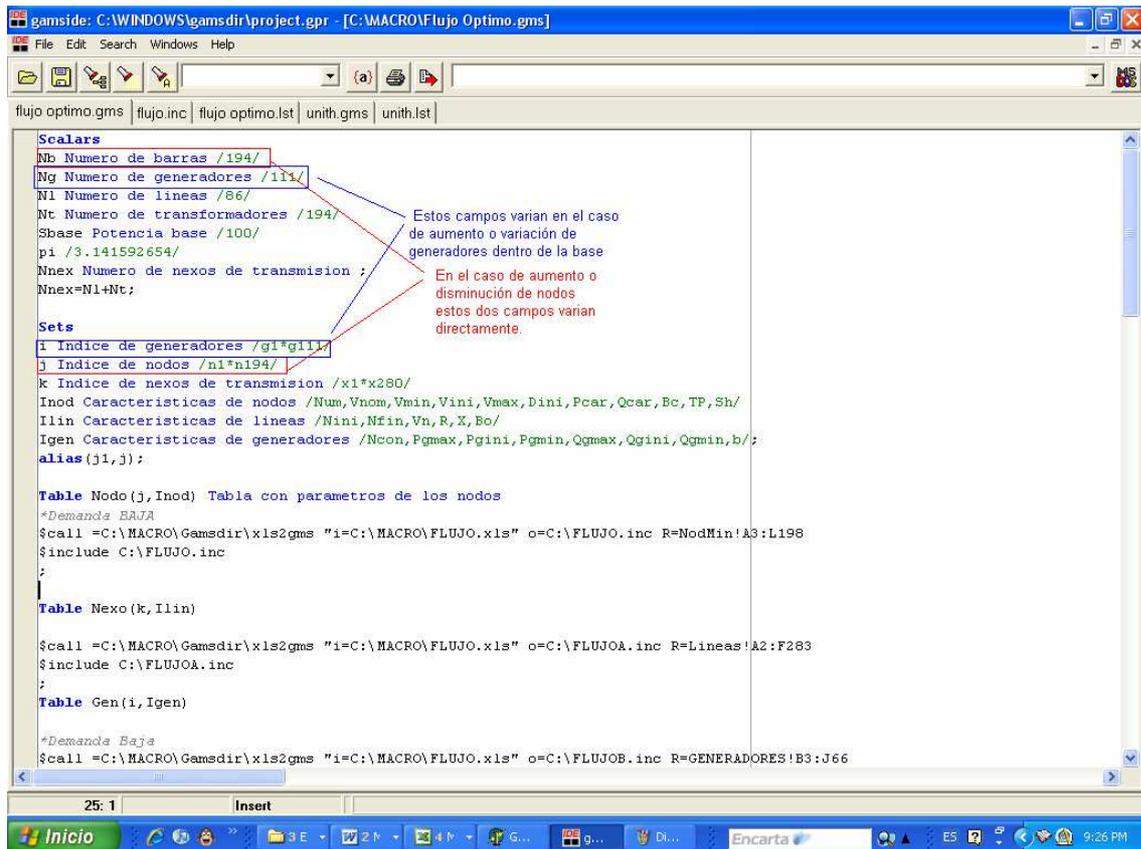


Fig 4.17 a

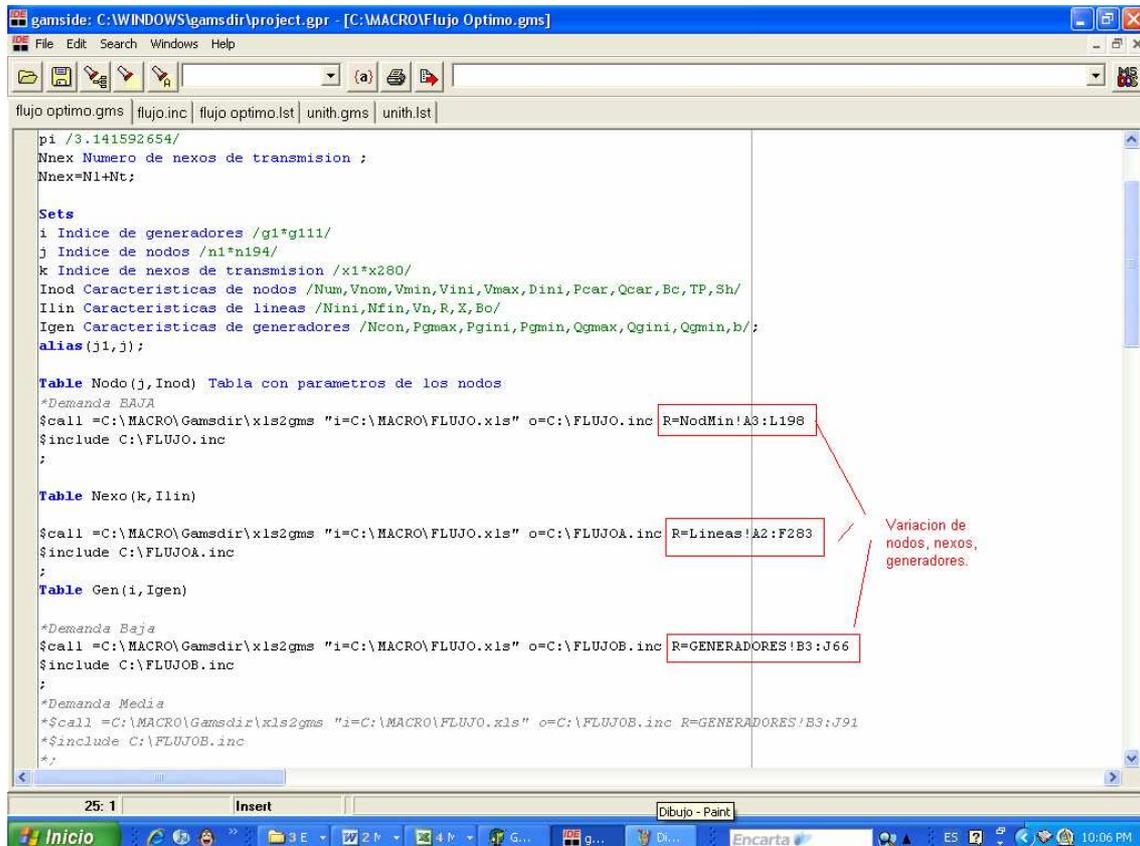


Fig. 4.17 b

Microsoft Excel - FLUJO

Archivo Edición Ver Insertar Formato Herramientas Datos Ventana ?

Arial 10 N K S \$ % 000 € 00 75% desactivar

A1

DATOS NODOS											
Numero	Tipo	Voltaje (KV)	VMAX (KV)	V MIN (KV)	P (MW)	Q (MVar)	VB (KV)	Sh (pu)	DINI	Sucep (S)	Nombre
Num	TP	Vnom	Vmax	Vmin	Pear	Qear	Vini	Sh	Dini	Bc	Nombre
n1	1	3	13.8	14.49	13.11	0.372	0.124	13.8	-1.32	0	AgoU1
n2	2	2	13.8	144.9	131.1	0	0	137.12	-7.85	0	Ago138
n3	3	3	13.8	14.49	13.11	0.372	0.124	13.8	-1.32	0	AgoU2
n4	4	2	69	72.45	65.55	41.984	6.812	68.58	-15.07	0	Amb69
n5	5	2						135.3	-11.28	0	Amb138
n6	6	2						13.38	-13.86	0	AmbT
n7	7	2						13.32	-19.21	0	BabT
n8	8	2					14.862	68.21	-19.92	0	Bab69
n9	9	2	138	144.9	131.1	0	0	134.77	-17.67	0	Bab138
n10	10	2	138	144.9	131.1	0	0	137.67	-7.28	0	CEDE138
n11	11	2	69	72.45	65.55	47.929	12.756	67.56	-20.13	0	Cho69
n12	12	2	138	144.9	131.1	0	0	134.34	-16.34	0	Cho138
n13	13	2	13.8	14.49	13.11	0	0	13.21	-19.13	0	ChoT
n14	14	2	69	72.45	65.55	147.873	38.516	69.67	-12.39	0	Cue69
n15	15	2	138	144.9	131.1	0	0	137.74	-9	0	Cue138
n16	16	2	13.8	14.49	13.11	0	0	13.61	-11.28	0	CueT
n17	17	2	138	144.9	131.1	0	0	141.1	-12.34	0	DanP138
n18	18	3	13.8	14.49	13.11	0.619	0.248	13.8	-8.44	0	DanPU1
n19	19	3	13.8	14.49	13.11	0.619	0.248	13.8	-8.44	0	DanPU2
n20	20	3	13.8	14.49	13.11	0.619	0.248	13.8	-8.44	0	DanPU3
n21	21	2	69	72.45	65.55	65.019	20.806	68.95	-10.1	0	DosCe69
n22	22	2	230	253	218.5	0	0	226.33	-7.83	0	DosCe230
n23	23	2	13.8	14.49	13.11	0	0	13.52	-8.62	0	DosCeT
n24	24	2	138	144.9	131.1	0	0	137.77	-10.77	0	DosCe138

En el caso de cambiar las características de los nodos, y la cantidad de los mismo

Fig. 4.17 c

- Se recomienda tener un conocimiento previo de la programación lineal entera mixta, no lineal y sus métodos de solución, para corroborar los resultados obtenidos.

INDICE

	Pág.
1. Introducción	1
1.1 Resumen	6
1.2 Objetivos	7
1.3 Alcance.....	7
1.4 Descripción del Trabajo	8
2. MARCO TEÓRICO.....	9
2.1 PROGRAMACIÓN LINEAL	9
2.1.1 Introducción	9
2.1.2 Formulación del problema y solución (problema de programación lineal).	9
2.1.3 TEORIA DE DUALIDAD Y ANALISIS DE SENSIBILIDAD	13
2.1.4 RESOLUCIÓN DE PROBLEMAS DE PROGRAMACIÓN LINEAL	17
2.2 PROGRAMACION ENTERA MIXTA.....	24
2.2.1 Introducción	24
2.3 PROGRAMACIÓN NO LINEAL	25
2.3.1 Introducción	25
2.3.2 Fomulación matemática del problema	25
2.3.3 CONDICIONES NECESARIAS DE OPTIMALIDAD	26
2.3.3.1 DIFERENCIABILIDAD.....	26
2.3.3.2 Condiciones de Karush–Kuhn–Tucker	28
2.3.3.3 Convexidad.....	30
2.3.4 Métodos de resolución del problema	31
2.3.5 Métodos computacionales para programación no lineal	32
2.4. Actividades del Sistema Eléctrico.....	34
2.4.1 Planificación de la expansión del sistema	36
2.4.2 Programación de la Operación	36
2.4.3 Programación de Largo Plazo.	38
2.4.4 Programación de Mediano Plazo.....	38
2.4.5 Programación de Corto Plazo.....	39
2.4.5.1 SELECCIÓN DE UNIDADES (UNIT COMMITMENT)	40
2.4.5.2 DESPACHO ECONÓMICO.....	42
3. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA Y METODOLOGÍA DE SOLUCIÓN	42
3.1 Selección de unidades	43
3.1.1 Función objetivo.....	43
3.1.1.1 Función de costo variable.....	43
3.1.1.2 Costo de arranque.....	44
3.1.2 Restricciones	46
3.1.2.1 Restricciones Globales.	46
3.1.2.1 Restricciones individuales.....	47
3.2 Despacho Económico con Flujo optimo de Potencia.	50
3.2.1 FUNCION OBJETIVO.....	50
3.2.2 Restricciones	50
3.3 Formulación general.....	51
4. Ejemplos de aplicación y análisis de los resultados	56
4.1 Caso Base	56
4.2 Caso de aumento de cuota energética hidráulica y reducción de Combustible (CASO UNO).....	56
4.3 Caso de reducción de la cuota energética y aumento de combustible (CASO DOS) ..	57
4.4 ANALISIS DE RESULTADOS	57
5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	81
6. BIBLIOGRAFÍA	83

7. ANEXOS 84