



*Tesis Presentada en Opción al Grado Académico de  
Master en Eficiencia Energética.*

**DISTRIBUCIÓN DE CARGA ENTRE UNIDADES DE UNA  
PLANTA COGENERADORA CON TECNOLOGÍA DE  
CONTRAPRESIÓN EMPLEANDO TÉCNICAS DE  
INTELIGENCIA ARTIFICIAL.**

**Autor:** Ing. Evelio Navarro Aladro.

**Tutores:** Dr. C. Julio R. Gómez Sarduy.  
Dr. C. Marcos A. de Armas Teyra.

*Cienfuegos, 2007.*

*A mis hijos: Ivet Beatriz y Enmanuel a quienes pretendo mostrar el camino, sepan que en él siempre me tendrán a su lado. Si con éste lograra iluminar para ustedes el futuro, entonces estaría más que satisfecho (me sentiría orgulloso).*

*Agradezco infinitamente a todas aquellas personas y entidades que de una u otra forma han contribuido en la realización de este trabajo y especialmente:*

- *A mi tutor el Dr. C. Julio R. Gómez Sarduy, a quien le debo prácticamente en la totalidad del trabajo desarrollado, llevándome de la mano desde su inicio hasta el término de esta tesis.*
- *A mi otro tutor Dr. C. Marcos A. de Armas Teyra, que sembró la idea de este trabajo y contribuyo con sus valiosos criterios.*
- *Al inseparable amigo y compañero José Manuel (Pipo), que me animó para superar todas las dificultades.*
- *A mis padres, que crearon el ambiente que me ha permitido llegar hasta aquí.*
- *Por supuesto a Xiomara, por compartir mis sueños y desvelos.*
- *A mi hermana, abogada familiar que apoya y defiende como nadie mis ideas.*
- *Al colectivo de trabajadores de la Planta Eléctrica de Caracas.*
- *A la EA Ciudad Caracas y a la Empresa de Mantenimiento a Grupos Electrógenos de Fuel-oil, donde he trabajado durante todo este tiempo, por las facilidades y el apoyo brindado.*

## **RESUMEN.**

El presente trabajo está relacionado con un análisis del régimen operacional de la planta eléctrica de una industria azucarera con generadores accionados por turbinas de contrapresión.

El objetivo es encontrar la distribución de carga entre estas unidades que mejore la eficiencia en la explotación de la instalación para unas condiciones reales de parámetros del vapor y rendimiento de los turbogeneradores, tomando en cuenta la satisfacción de la demanda de calor del proceso y la capacidad del equipamiento.

En este trabajo se presenta el desarrollo teórico y la validación de los modelos empleados para la simulación de la distribución de carga en planta a partir de mediciones experimentales. Se construye un modelo híbrido que combina redes neuronales artificiales para aproximar el comportamiento de los turbogeneradores en condiciones reales de campo con modelos estadísticos del consumo de vapor y la demanda eléctrica de la fábrica. Con este modelo y empleando un algoritmo genético simple se soluciona la búsqueda de la distribución de carga que garantiza la máxima generación de energía eléctrica.

Empleando también algoritmos genéticos se compara el régimen de operación obtenido con el modo de operación actual, permitiendo valorar las potencialidades de incrementos en la generación de electricidad. Por esta razón, constituye una herramienta importante para el análisis técnico y económico de los regímenes de operación de sistemas de cogeneración existentes y en proyectos de mejoramiento energético, así como para reducir el impacto ambiental de las tecnologías existentes. Los resultados obtenidos están referidos a la EA Ciudad Caracas tomada como caso de estudio en esta investigación.

## TABLA DE CONTENIDO.

INTRODUCCIÓN.....	239
GENERALIDADES.....	245
1.1 Potencial energético del sector azucarero en Cuba. ....	245

1.1.1 Situación energética del sector en la provincia de Cienfuegos. ....	248
1.2 Gestión energética en la EA Ciudad Caracas. ....	250
1.3 Caracterización de la tecnología existente.....	254
1.4 Distribución de carga entre unidades de generación dentro de una misma planta. ....	256
1.5 Análisis bibliográfico acerca de la operación de plantas cogeneradoras.....	258
1.6 Conclusiones parciales. ....	260
OBTENCIÓN DE LOS MODELOS EMPLEADOS.....	262
2.1 Síntesis del método propuesto. Particularidades. ....	262
2.2 Modelo de los turbogeneradores.....	263
2.2.1 Desarrollo del Modelo Generalizado del Turbogenerador.....	266
2.2.2 Fundamentos de las RNA.....	275
2.2.3 Diseño y entrenamiento de las RNA. ....	276
2.2.4 Selección de la arquitectura de la RNA.....	279
2.2.5 Sintaxis del modelo neuronal. ....	280
2.2.6 Análisis post-entrenamiento. ....	281
2.3 Consumo de vapor de la fábrica. ....	284
2.4 Demanda eléctrica del ingenio. ....	285
2.5 Conclusiones parciales. ....	287
DESARROLLO DEL MÉTODO. RESULTADOS.....	289
3.1 Fundamentos de los Algoritmos Genéticos.....	289
3.2 Implementación del AG.....	291
3.2.1 Función de aptitud empleada.....	291
3.2.2 Tamaño de la población y población inicial.....	293
3.2.3 Operadores genéticos y criterios de parada.....	294
3.2.4 Restricciones y tratamiento de las mismas.....	296

3.3 Aplicación desarrollada. ....	297
3.4 Análisis de los resultados. ....	298
3.5 Comparación entre el criterio actual de distribución y la propuesta por el modelo. ....	304
3.6 Conclusiones parciales. ....	306
CONCLUSIONES.....	308
RECOMENDACIONES .....	311
REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS .....	313
BIBLIOGRAFÍA.....	318

# *INTRODUCCIÓN*

## **INTRODUCCIÓN**

La producción de energía, es un importante indicador para evaluar el grado de desarrollo alcanzado por el hombre, constituye la causa del consumo desmedido de los recursos energéticos no renovables cuyo agotamiento es pronosticado por los científicos para dentro de algunos años. Cada día son más las personas que toman conciencia de esto por el daño que se causa al medio ambiente y a la vida humana. Las circunstancias ambientales que configuran los riesgos actuales derivados del cambio climático que ya ha comenzado a manifestarse de distintas formas, obligan a pensar en la sustitución acelerada de los combustibles fósiles para complementar el incremento constante en la eficiencia de su utilización, que viene produciéndose desde hace varias décadas, aunque no resulta suficiente para evitar los desastrosos efectos en marcha desencadenados por los niveles de contaminación ya alcanzados.

Resulta necesario pues, iniciar un proceso de sustitución acelerada de los combustibles fósiles por fuentes renovables de energía en paralelo con los aumentos de eficiencia que puedan lograrse ahora mediante las tecnologías más modernas; pero ello requiere vencer barreras de todo tipo (financieras, económicas, tecnológicas, conductuales, conceptuales, psicológicas, políticas, etc.) que se oponen a dicha sustitución y que hacen que los países en desarrollo no puedan acceder plenamente al uso eficiente de estas fuentes.

Debido a todas estas dificultades y al bajo nivel de partida, la participación de las fuentes renovables de energía a pesar de que ha crecido significativamente en los últimos años, apenas rebasa el 2.5% globalmente. Sin embargo el uso de la biomasa ha demostrado su competitividad frente al petróleo, bajo ciertas circunstancias como es la cercanía de los residuos de las cosechas y constituir tecnologías maduras y probadas desde hace muchos años.

En Cuba, aún cuando se alcancen altos niveles de las fuentes nacionales de energía en el balance energético nacional, los combustibles convencionales (gas y petróleo) mantendrán su aporte

predominante dentro del contexto nacional y seguirá la dependencia de combustibles importados para determinados sectores.

El papel que para el crecimiento del país tiene el desarrollo del sector energético, por las implicaciones que para el medio ambiente tiene el uso de los combustibles fósiles, por su agotabilidad y por la dependencia económica que cada día es mayor debido a la subida de los precios de los combustibles importados, hace que sea de vital importancia la formación de una cultura general en la población, que favorezca, unido al incremento de la eficiencia energética y del uso de las fuentes renovables de energía, la sostenibilidad del crecimiento económico.

Dentro de estas fuentes renovables es la biomasa y en particular la biomasa cañera, la que más avances muestra en su aplicación, pues se desarrollan nuevos generadores de vapor, sistemas de secado de bagazo y se incrementa la generación eléctrica por esta vía. Su uso ha cubierto aproximadamente el 30% de las necesidades energéticas del país y se conocen las grandes potencialidades energéticas de este sector.

El aprovechamiento eficiente del potencial energético de la biomasa cañera es un aspecto que ha sido ampliamente considerado con el interés de incrementar los niveles de generación de electricidad a partir de fuentes renovables, con las ventajas asociadas desde el punto de vista económico y ambiental [29]. Esto ha propiciado que recientemente se tomen medidas como es el cambio de la tarifa de venta al Sistema Electroenergético Nacional (SEN) con un incremento sustancial hasta los 90.00 pesos el MWh [17].

No obstante, aún quedan potencialidades no estudiadas relacionadas con la operación de los sistemas existentes y que en este caso, constituyen el tema de investigación.

### **Hipótesis:**

Es posible mediante el empleo de técnicas de inteligencia artificial, encontrar un régimen de operación que establezca la distribución de carga entre los turbogeneradores de un esquema de

cogeneración con turbinas de contrapresión en condiciones reales de operación, que garantice mayor eficiencia energética que la alcanzada hasta el momento.

**Objetivo general:**

Encontrar el régimen de operación que establezca la distribución de carga entre turbogeneradores de contrapresión de la industria azucarera que permita obtener mayor generación de electricidad que la alcanzada hasta el momento para unas condiciones de operación dadas.

**Objetivos específicos:**

1. Realizar una búsqueda bibliográfica para estudiar el estado actual del conocimiento sobre el tema.
2. Obtener los modelos matemáticos de los principales componentes del bloque energético que, a partir de parámetros reales de operación, pueda ser aplicado para evaluar la distribución de carga entre turbogeneradores.
3. Desarrollar un método, sobre la base de los modelos obtenidos, para encontrar una mejor distribución de carga entre turbogeneradores y que a la vez satisfaga las restricciones impuestas.

Partes de este trabajo han sido presentados y discutidos en los siguientes eventos:

- X Convención Internacional de las Industrias Metalúrgica, Mecánica y del Reciclaje. METÁNICA 2007. Habana. “Modelo neuronal para la evaluación del rendimiento en turbogeneradores. Caso de estudio EA Ciudad Caracas”.
- XVI Forum de Ciencia y Técnica. Evento Municipal Cienfuegos, 2007. “Diagnóstico del rendimiento de los turbogeneradores de la E.A. Ciudad Caracas y propuesta de mejoras”. Premio Relevante en la Comisión de Energía.

También partes del trabajo se han publicado en:

- “Modelo neuronal para la evaluación del rendimiento en turbogeneradores. Caso de estudio EA Ciudad Caracas”. Memorias de la X Convención Internacional de las Industrias Metalúrgica, Mecánica y del Reciclaje. METÁNICA 2007.
- “La Inteligencia Artificial al servicio de la Energía Renovable. Modelo Neuronal de un turbogenerador tipo P-4-20/2TK con parámetros desviados”. Revista Digital Ecosolar No. 18. [www.cubasolar.cu/biblioteca/Ecosolar/Ecosolar18/HTML/articulo03.htm](http://www.cubasolar.cu/biblioteca/Ecosolar/Ecosolar18/HTML/articulo03.htm).

Además, con esta investigación se obtienen dos Premios Provinciales del CITMA en la categoría de Investigación Científica por los siguientes resultados:

- “Mejor distribución de carga entre turbogeneradores de contrapresión a partir de modelos neuronales y algoritmos genéticos”.
- “Método de diagnóstico del rendimiento de turbogeneradores aplicando técnicas de inteligencia artificial”.

### ***Estructura de la tesis.***

La tesis se concibe organizada en tres capítulos, en el orden siguiente:

Capítulo I: “Generalidades”. Se ocupa del análisis de la situación energética del sector azucarero y de la empresa tomada como caso de estudio que conducen a centrar la atención en la obtención del desarrollo de un método para la distribución de carga entre los turbogeneradores de esta empresa, así como del estudio crítico de la bibliografía y de las fuentes que sirven de base al desarrollo del trabajo.

Capítulo II: “Obtención de los modelos empleados”. En este la atención se dirige a los fundamentos teóricos y los diferentes procedimientos que permiten abordar el problema desde el punto de vista de la modelación empleando modelos estadísticos y neuronales.

Capítulo III: “Desarrollo del método. Resultados”. Concierno a la obtención del mejor régimen de operación que garantiza máxima generación eléctrica para unas condiciones operacionales dadas. Se

resuelve este problema empleando la modelación híbrida obtenida para el sistema analizado y un algoritmo genético implementado al efecto.

# *CAPITULO I*

## **CAPÍTULO 1**

### **GENERALIDADES.**

La situación energética desfavorable a nivel mundial alcanza también a Cuba. El aumento desmedido de los precios del petróleo, que amenazan con superar los 100 USD/barril, así como los esfuerzos en la lucha contra el calentamiento global hace que la atención se dirija hacia el empleo de nuevas tecnologías y a la utilización de fuentes renovables de energía como vía indispensable para el desarrollo sustentable. En Cuba, el aprovechamiento de las fuentes renovables cobra mayor significado por lo limitado de sus recursos energéticos y la transformación que se lleva a cabo con la Revolución Energética en este importante sector.

Dentro de los recursos renovables, el uso de la biomasa cañera como combustible en los esquemas de cogeneración, a pesar del redimensionamiento sufrido en el sector azucarero, sigue representando un factor importante para elevar la efectividad económica y aliviar el impacto de las tecnologías fósiles en la generación de electricidad por lo que es una prioridad incrementar los niveles de generación y entrega de las empresas del MINAZ.

En este capítulo se aportan datos y argumentos acerca de la situación energética actual en el sector azucarero en Cuba y en particular en la EA “Ciudad Caracas” escogida como caso de estudio, para lo cual se tiene en cuenta la tecnología de que dispone esta fábrica para la generación de electricidad y calor, así como el estado actual de la técnica empleada en el despacho de carga entre unidades generadoras.

#### **1.1 Potencial energético del sector azucarero en Cuba.**

La situación energética del MINAZ en la actualidad se puede resumir a partir de los datos siguientes [17]:

- Al finalizar el año 2006, la capacidad de generación instalada en el sector ascendía a 478,5 MW.

- El consumo total en el año, incluyendo su propia generación es del orden de 830 GWh, y de ello se consumen del SEN 310 GWh.
- La industria se autoabastece desde el 2003, pero el aporte no es suficiente para un balance positivo del sector que permita el autoabastecimiento total (industria mas agricultura), lo cual se refleja en un resultado inferior al 70 % de la demanda total.
- En el 2006 se alcanzó un autoabastecimiento industrial de 107.6 % con un IG = 35.6 KWh/TCM y un ICT =33.3 KWh/TCM, siendo los índices mas altos desde el 2003, pero en la zafra 2006-2007 la generación descendió a 32 KWh/TCM y se consumieron 31.3 KWh/TCM no pudiendo superar el 103 % de autoabastecimiento en la industria debido el incremento en el consumo.

La Dirección Energía Integral del MINAZ propone como una proyección alcanzar en el 2008 un autoabastecimiento de energía eléctrica en la industria del 110%, un índice de generación de 36 kWh/TCM y exportar excedentes de energía al SEN de no menos de 6.6 kWh/TCM. En [17] se plantea:

*¿Como asegurar que la industria obtenga la máxima eficiencia energética con la tecnología actual y con las nuevas inversiones?*

*¿Como asegurar lo que la Dirección del país espera del MINAZ, el aporte de la mayor cantidad de electricidad a la red?*

*La posibilidad de alcanzar en los próximos años el autoabastecimiento eléctrico del Sector depende de 2 indicadores fundamentales:*

***IG = INDICE DE GENERACION ELECTRICA***

***ICT = INDICE DE CONSUMO TOTAL***

*El éxito depende de que logremos GENERAR la mayor cantidad de electricidad por tonelada de caña molida (TCM), y de que logremos consumir lo menos posible mediante el AHORRO, o lo que es lo mismo: que logremos un IG lo mas alto posible y un ICT lo mas bajo posible.*

En este documento se plantea que la consecución de un elevado IG depende, entre otros factores, de la eficiencia con que se consume el vapor para generar la electricidad en los turbogeneradores, sin embargo, no se concretan estrategias para introducir normativas operacionales que conduzcan a un mayor aprovechamiento de las capacidades instaladas.

El programa energético es uno de los cuatro programas priorizados por el MINAZ [19]. Este tiene como premisa fundamental el autoabastecimiento eléctrico de todo el sector, orienta sobre las medidas generales a adoptar en cada esfera para facilitar la obtención de los indicadores de eficiencia en el 2008 y constituye una herramienta de trabajo para todo el organismo. Cada entidad elabora su propio programa a partir de un diagnóstico inicial y como medidas comunes y generales a desarrollar se están controlando por el nivel central a todas las empresas las medidas siguientes:

- 1-Remodelación de generadores de vapor.
- 2-Cambio de generadores eléctricos.
- 3-Remodelación de tandems: disminución de unidades de molida (eliminación de desmenuzadoras, molinos) y electrificación de molinos.
- 4-Mejoramiento de la instrumentación.
- 5-Diagnostico a generadores de vapor: mantener actualizado el diagnostico integral a los generadores de vapor.
- 6-Mejoramiento del aislamiento termino de tuberías, válvulas, equipos, etc.
- 7-Instalación de variadores de frecuencia.
- 8-Instalación y explotación de sopladores de hollín.
- 9-Mejoramiento y completamiento de los módulos de eficiencia.
- 10-Mejoramiento de las casas de bagazo: techos, pisos, paredes, iluminación, redes contra incendios y mecanización de éstas.
- 11- Presurización de los sistemas de condensados.
- 12-Mejorar los separadores de arrastre.

13-Mejorar los esquemas de fabricación de azúcar.

14-Montaje y explotación de magnetizadores.

15-Montar bancos de capacitores.

16-Descarga de todos los productos posibles por gravedad para eliminar bombeos, haciendo movimientos de tanques y equipos.

Como se puede apreciar, estas medidas están dirigidas fundamentalmente a la realización de inversiones, sin tener en cuenta las potencialidades existentes con la operación más eficiente de equipos y sistemas.

Si se espera lograr las proyecciones a corto plazo planteadas para el 2008, hay que considerar que durante la explotación de los turbogeneradores la operación de los mismos debe tener en cuenta la distribución de carga más conveniente.

#### *1.1.1 Situación energética del sector en la provincia de Cienfuegos.*

A partir del año 2003 y como resultado de un grupo de insuficiencias en los sistemas de gestión energética detectadas en el sector azucarero dentro de la provincia, (las que conllevan a la elevación de los consumos y costos energéticos, y al no aprovechamiento de las potencialidades energéticas de los centrales azucareros para la generación y entrega de electricidad al SEN), se inició la implantación de la Tecnología de la Gestión Total Eficiente de la Energía (TGTEE) [14], los indicadores tomados como referencia son los resultados alcanzados en año 2002 (Ver Tabla 1.1). Desde entonces, se ha estado generalizando su aplicación logrando mejoras continuas con mínimas inversiones.

Tabla 1.1 Indicadores energéticos provinciales año 2002.

<b>I. Generac. (kWh/TCM)</b>	<b>I. Entrega (kWh/TCM)</b>	<b>I. Cons.SEN (kWh/TCM)</b>	<b>I. Cons. Tot. (kWh/TCM)</b>	<b>Autoabast. %</b>
25.69	4.37	2.64	23.96	107.22

Actualmente, como resultado del redimensionamiento del MINAZ en la provincia de Cienfuegos, se encuentran en operación cuatro Empresas Azucareras: Antonio Sánchez, 14 de Julio, 5 de Septiembre, Elpidio Gómez y Ciudad Caracas, todas sincronizadas al SEN y con potencialidades de entrega de excedentes de energía.

Los resultados alcanzados en la última zafra se muestran en la Tabla 1.2, donde se puede apreciar que la generación supera los resultados alcanzados en el año 2002 y los planificados, pero no se logra cumplir con la entrega de energía al SEN ni el nivel de autoabastecimiento propuesto. En este sentido, es necesario encaminar los esfuerzos a la disminución del consumo y el incremento de la generación.

Tabla 1.2 Indicadores energéticos del sector azucarero en la provincia de Cienfuegos durante la zafra 2006-2007.

Empresas Azucareras		I. Generac. (kWh/Tc)	I. Entrega (kWh/Tc)	I. Cons.SEN (kWh/Tc)	I. Cons. Tot. (kWh/Tc)	Autoabast. %
Ciudad Caracas	Plan	40.00	10.00	1.80	31.80	125.80
	Real	<b>40.06</b>	<b>10.13</b>	<b>2.35</b>	<b>32.27</b>	<b>124.14</b>
Antonio Sánchez	Plan	38.00	9.00	1.80	30.80	123.40
	Real	<b>44.49</b>	<b>7.34</b>	<b>2.46</b>	<b>39.61</b>	<b>112.32</b>
14 de Julio	Plan	34.00	6.50	1.80	29.30	116.00
	Real	<b>32.62</b>	<b>6.10</b>	<b>2.43</b>	<b>28.95</b>	<b>112.67</b>
5 de Septiembre	Plan	41.00	7.00	1.95	35.95	114.00
	Real	<b>47.88</b>	<b>6.48</b>	<b>5.20</b>	<b>46.59</b>	<b>102.76</b>
Elpidio Gómez	Plan	22.00	3.00	1.80	20.80	105.80
	Real	<b>23.96</b>	<b>3.24</b>	<b>2.02</b>	<b>22.74</b>	<b>105.36</b>
Provincia Cienfuegos	Plan	37.20	7.70	1.80	31.30	118.70
	Real	<b>37.52</b>	<b>6.93</b>	<b>2.75</b>	<b>33.34</b>	<b>112.53</b>

## 1.2 Gestión energética en la EA Ciudad Caracas.

La EA Ciudad Caracas, catalogada como eficiente a nivel nacional por los resultados alcanzados en la última zafra [17], está ubicada en el municipio de Lajas, provincia de Cienfuegos, tiene un ingenio con una norma potencial de molida de 4032 toneladas de caña por día, en los últimos años ha sido modificado y remodelado hasta llevarlo a un tandem de molinos totalmente accionado por motores eléctricos, un proceso de fabricación totalmente compactado y una base energética remodelada con una Planta Eléctrica que posee 8 MW como capacidad instalada.

Desde el año 2002 se dan los primeros pasos en cuanto a la Gestión Energética con la implantación de la TGTEE en la empresa [20], este sistema de gestión ha sido desarrollado en el Centro de Estudios de Energía y Medio Ambiente (CEEMA), de la Universidad de Cienfuegos.

Al aplicar sus herramientas de acuerdo a la metodología descrita en [5] en la EA Ciudad Caracas se observa que aunque los energéticos no presentan un gran peso dentro de la estructura de gastos de la misma, como aparece en la Figura 1.1, éstos incrementan su incidencia en los últimos años motivado por el constante aumento de los precios de los combustibles, lo cual sustenta la necesidad cada vez más justificada del ahorro y el uso eficiente de la energía como herramienta para alcanzar, mantener o superar la rentabilidad.

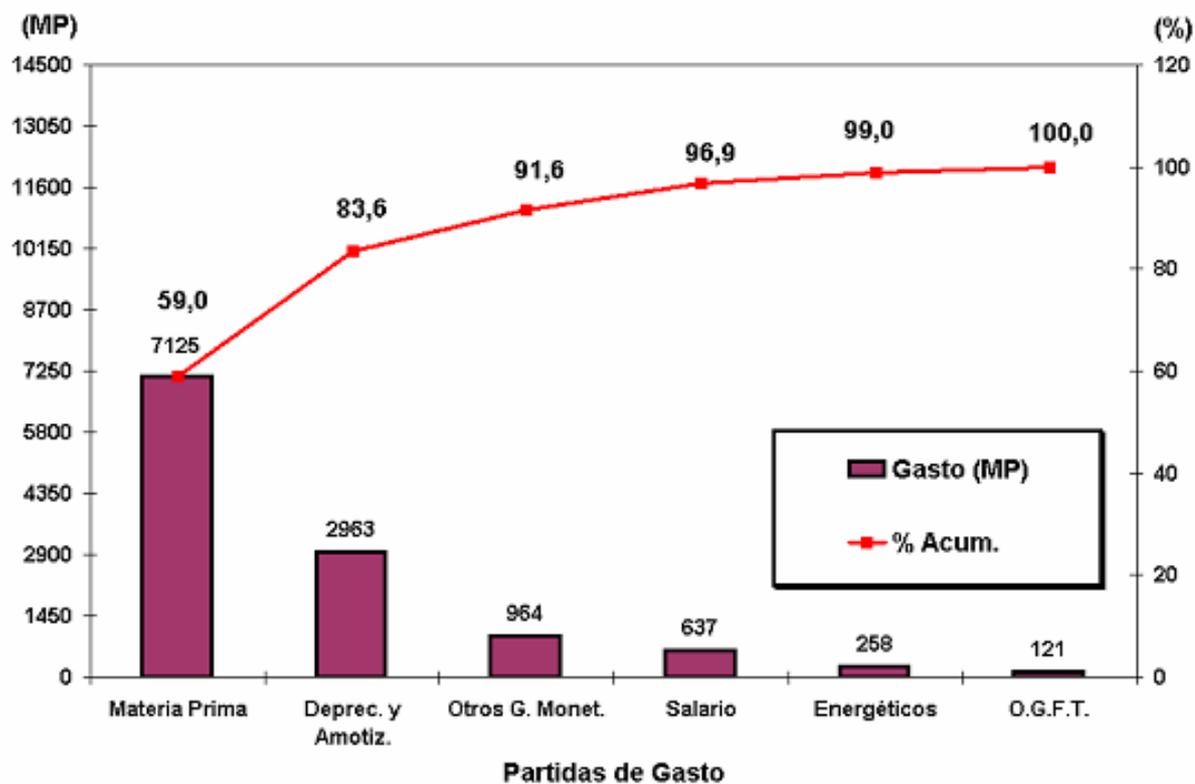


Figura 1.1 Estructura de gastos de la empresa en el año 2006.

Al analizar el comportamiento de la estructura de consumo de los distintos portadores energéticos durante todo el año 2006, que aparece en la Tabla 1.3 y se grafica en la Figura 1.2, nos encontramos que el bagazo y la energía eléctrica alcanzan el 98.81 % del total de los consumos de los portadores energéticos.

Tabla 1.3 Consumo de portadores energéticos en el año 2006.

Portadores	U/M	Cantidad	Fact.Conver.	TCC
Bagazo	TM	92038.802	0.2400	22089.310
E. Eléctrica	MWh	10148.965	0.3520	3572.436
Diesel	TM	192.677	1.0534	202.966
Gasolina	TM	41.865	1.3541	56.689
A. Lubricantes	TM	46.000	1.0000	46.000
Grasas	TM	4.281	1.0000	4.281
Total				25971.372

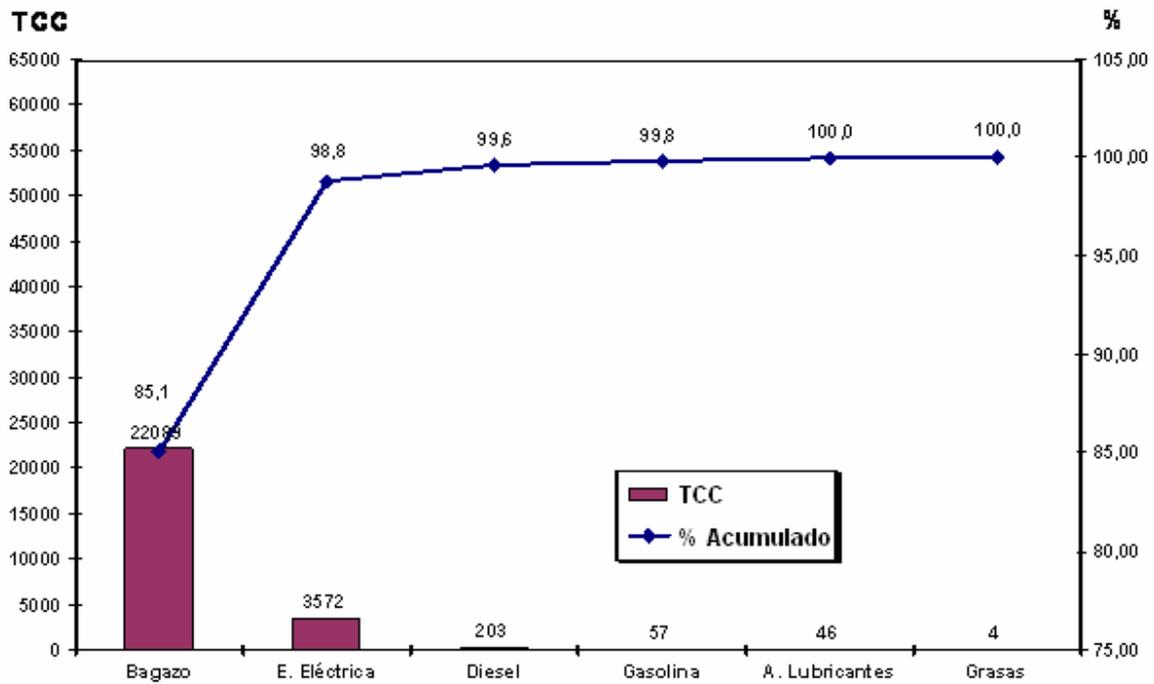


Figura 1.2 Estructura de consumo de portadores energéticos en el año 2006.

De igual forma si se estudia el comportamiento de la estructura de gastos de los distintos portadores energéticos durante todo el año 2006 (ver Tabla 1.4 y Figura 1.3), se observa que de nuevo son el bagazo y la energía eléctrica quienes acumulan más del 80 % de los gastos de portadores energéticos en la empresa.

Tabla 1.4 Gastos por portadores energéticos durante el año 2006.

Portadores	Gasto (\$)
Bagazo	740912.36

E. Eléctrica	332983.79
Diesel	97918.95
A. Lubricantes	70080.83
Gasolina	25141.25
Grasas	1427.17
Total	1268464.35

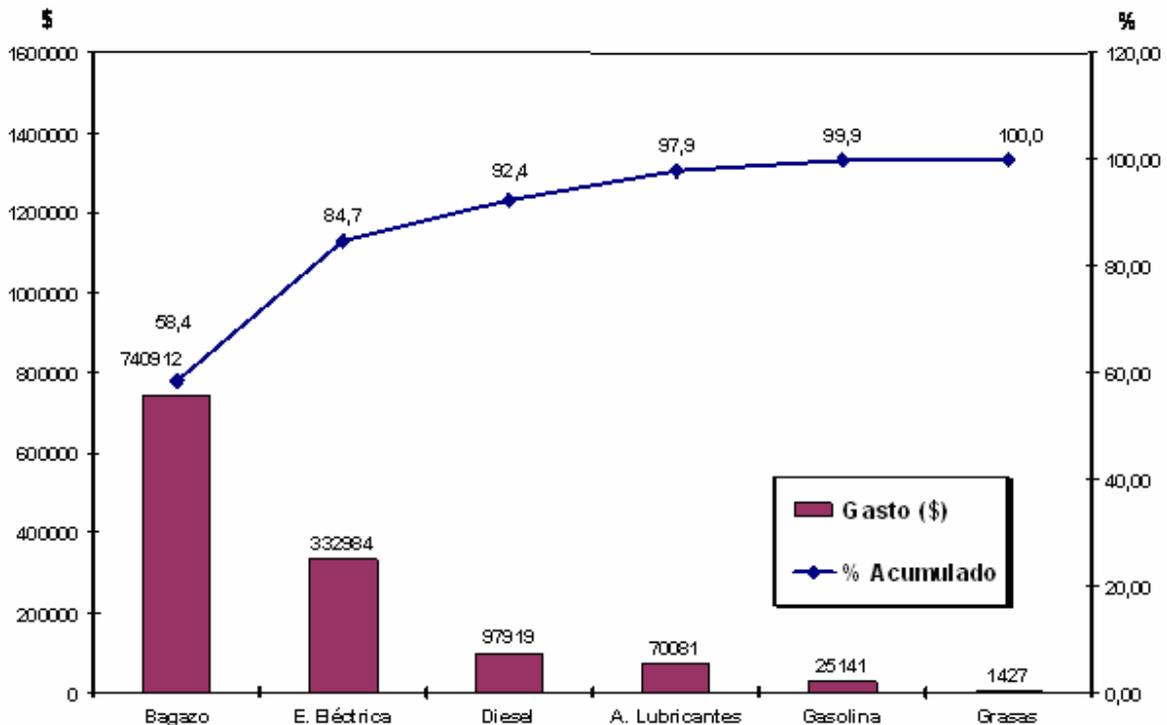


Figura 1.3 Estructura de gastos por portadores energéticos en el año 2006.

Basado en lo anteriormente planteado se centra el interés en el consumo de estos dos portadores (bagazo y electricidad), lo cual se fundamenta además en que el bagazo, que constituye un portador renovable como biomasa cañera por ser el subproducto que aparece como resultado de la molienda de la caña de azúcar, es el único combustible primario que en la actualidad se utiliza en el bloque energético de la fábrica.

Por otro lado, al realizar un análisis de los consumos de energía eléctrica (Figura 1.4) se observa que el mayor porcentaje de consumo se corresponde con el de la fábrica y tiene lugar precisamente en el período de zafra donde entran en funcionamiento todas sus maquinarias.

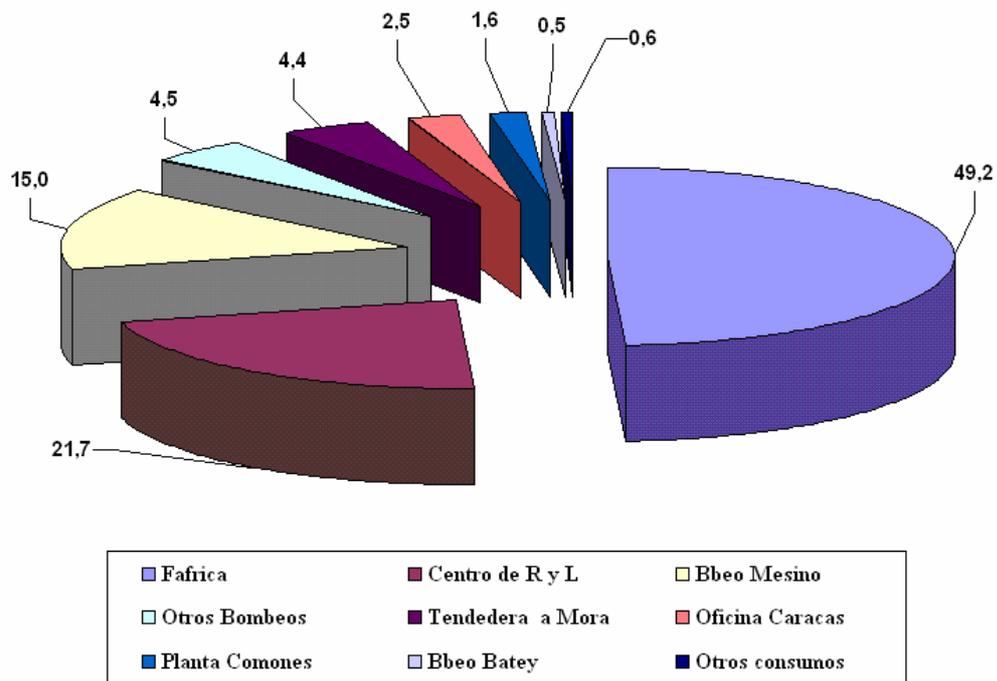


Figura 1.4 Porcentaje de consumo de energía eléctrica por áreas.

Lo anteriormente expuesto permite asegurar que en cualquier programa de mejoramiento energético hay que priorizar la fábrica durante el período de zafra, con este objetivo se han propuesto una serie de oportunidades de ahorro [20], sin embargo se ha ignorado la estrategia operacional del bloque energético, donde se llevan a cabo importantes transformaciones energéticas.

Por esta razón, al aplicarse cualquier medida técnica organizativa en la operación del mismo, se obtendrán los mayores efectos. Todo esto motiva la búsqueda y aplicación de un régimen de operación global del bloque energético de cogeneración que garantice un resultado económicamente superior de la fábrica o en todo caso que mejore el desempeño actual de la misma.

**Para lograr este objetivo, se encamina esta investigación a alcanzar una distribución de carga entre los turbogeneradores que garantice mayor eficiencia energética que la alcanzada hasta el momento.**

### 1.3 Caracterización de la tecnología existente.

El esquema térmico simplificado de esta empresa tomada como caso de estudio se muestra en la Figura 1.5.

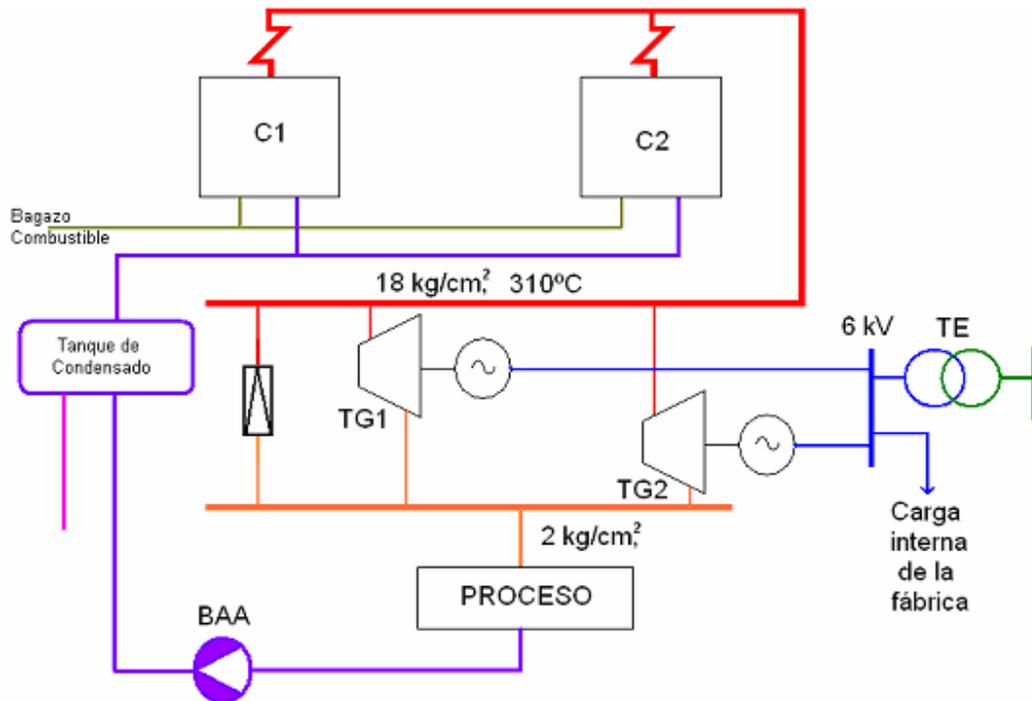


Figura 1.5 Esquema energético EA Ciudad Caracas.

Los generadores de vapor, representados como C1 y C2 son del tipo Retal de 45 t/h y Típica de 60 t/h respectivamente, se encuentran dentro de los equipos de mayor eficiencia (76 %) que se instalan en el sector. Se caracterizan por presentar equipos recuperadores del calor (economizadores y calentadores de aire), sistema de tiro balanceado, hornos de parrilla basculante que queman en suspensión y sobrecalentamiento del vapor hasta los 310 °C.

En la planta eléctrica, donde tiene lugar la producción secuencial de energía eléctrica y térmica necesarias para el proceso de producción, el equipo motriz de los generadores lo constituyen turbinas de contrapresión cuyas características técnicas fundamentales según [30] se muestran en la Tabla 1.5.

Tabla 1.5 Datos técnicos fundamentales de las turbinas R-4-20/2TK.

Tipo	Potencia nominal en los bornes del generador (kW)	Frecuencia de rotación (rpm)	Parámetros nominales del vapor directo		Consumo de vapor con potencia y parámetros del vapor nominales (Tn/h)	Consumo específico de vapor en este caso (kg/kWh)	Contra-presión nominal (kg/cm <sup>2</sup> abs)
			Presión (kg/cm <sup>2</sup> abs)	Temperatura (°C)			
R-4-20/2TK	4000	3600	18	310	42.5	10.62	2
			23	350	38.0	9.5	

**El vapor de escape a la salida de las turbinas es utilizado como fuente de energía térmica en el proceso de producción y esta demanda es quien define la producción de vapor en las calderas y por ende, la generación de electricidad.**

La energía eléctrica producida es utilizada para satisfacer la demanda interna de la fábrica y los excedentes son exportados al SEN a través del transformador de enlace TE.

#### **1.4 Distribución de carga entre unidades de generación dentro de una misma planta.**

El método convencional para la distribución económica de carga entre unidades de una misma planta parte de alcanzar el menor costo de la energía entregada a la carga, para lo cual se expresan los costos variables en términos de la potencia de salida. El costo del combustible es el factor principal a tener en cuenta [15]. La curva característica de consumo de vapor del turbogenerador dada por el fabricante se puede convertir fácilmente en una curva de consumo de combustible y ésta a su vez en una curva de costo del combustible en función de la potencia de salida.

El criterio de distribución de carga entre las unidades se basa en que al incrementar la carga en una unidad, esta decrece en la otra unidad por la misma cantidad resultando en un incremento o disminución del costo total. Esto está relacionado con el costo incremental, el cual se determina a partir de las pendientes de las curvas de entrada-salida de las dos unidades.

Cuando se expresa la ordenada de la curva de entrada-salida en pesos/h, entonces:

$F_n$  = entrada de la unidad n, en pesos/h.

$P_n$  = salida de la unidad  $n$ , en MW.

Y el costo incremental de la unidad en pesos/MWh será  $\frac{\delta F_n}{\delta P_n}$

El criterio para la distribución de carga entre unidades de una misma planta es que todas las unidades deben operar al mismo costo incremental. Para una planta con  $K$  unidades se tiene:

$$F_T = F_1 + F_2 + \dots + F_K = \sum_{n=1}^K F_n \quad (1.1)$$

$$P_R = P_1 + P_2 + \dots + P_K = \sum_{n=1}^K P_n \quad (1.2)$$

Donde  $F_T$  es el costo total y  $P_R$  es la potencia entregada por la planta. El costo del combustible para las unidades individuales es  $F_1, F_2, \dots, F_K$  con las correspondientes salidas  $P_1, P_2, \dots, P_K$ . El objetivo es obtener un mínimo  $F_T$  para una  $P_R$  dada, lo cual requiere que el diferencial total,  $dF_T = 0$ , o sea:

$$dF_T = \frac{\delta F_T}{\delta P_1} \cdot dP_1 + \frac{\delta F_T}{\delta P_2} \cdot dP_2 + \dots + \frac{\delta F_T}{\delta P_K} \cdot dP_K = 0 \quad (1.3)$$

Con el costo total dependiente de las salidas de varias unidades, el requerimiento de  $P_R$  constante significa que la ecuación (1.2) es una restricción para el mínimo de  $F_T$ . Esta restricción requiere que  $dP_R = 0$  y por tanto:

$$dP_R = dP_1 + dP_2 + \dots + dP_K = 0 \quad (1.4)$$

Multiplicando la ecuación (1.4) por  $\lambda$  y sustrayendo la ecuación resultante de (1.3) se tiene:

$$\left( \frac{\delta F_T}{\delta P_1} - \lambda \right) \cdot dP_1 + \left( \frac{\delta F_T}{\delta P_2} - \lambda \right) \cdot dP_2 + \dots + \left( \frac{\delta F_T}{\delta P_K} - \lambda \right) \cdot dP_K = 0 \quad (1.5)$$

Esta ecuación se satisface cuando cada término es cero. Cada derivada parcial se convierte en derivada total ya que el costo del combustible de cada unidad solamente variará con la potencia de salida de esa unidad. Ejemplo,  $\frac{\delta F_T}{\delta P_K}$  se convierte en  $\frac{dF_T}{dP_K}$ . La ecuación (1.5) se satisface si:

$$\frac{dF_1}{dP_1} = \lambda; \quad \frac{dF_2}{dP_2} = \lambda; \quad \dots \quad \frac{dF_K}{dP_K} = \lambda \quad (1.6)$$

Y todas las unidades deben operar al mismo costo incremental del combustible  $\lambda$  para un mínimo costo en pesos/h.

**Este método, aunque distribuye económicamente la carga entre las unidades generadoras, no garantiza que se obtenga máxima generación, además su aplicación se dificulta con la tecnología empleada, ya que la carga de las unidades con turbinas de contrapresión no obedece a un despacho de potencia, sino a la satisfacción de la demanda de calor del proceso como se mencionó anteriormente.**

### **1.5 Análisis bibliográfico acerca de la operación de plantas cogeneradoras.**

En [21, 6] se plantea la optimización de plantas cogeneradoras y se utiliza como función objetivo la facturación de la energía eléctrica, sin embargo, se enfocan estos trabajos hacia la factibilidad de cogenerar ante cambios en los marcos regulatorios y para esquemas que no contemplan el uso de turbinas de contrapresión. En [25] se enfoca el problema hacia el método utilizado para optimizar la operación, particionando el problema de un esquema complejo de una planta que suministra energía eléctrica y calor a un distrito y en [3] se analiza el caso del diseño de un sistema con motor alternativo y sistema recuperativo para entregar calor a los sistemas de climatización en edificaciones. Ninguno de estos análisis se asocia con las particularidades de la industria azucarera.

La cogeneración es familiar a la industria azucarera y ha sido estudiada desde diferentes puntos de vistas. Uno de ellos es el aprovechamiento de la biomasa cañera con fines energéticos lo cual se trata en [29, 4, 1]. Torres en [29] plantea como estrategia cambios tecnológicos para la introducción de turbinas de vapor con extracción-condensación y de igual manera Castillo en [4] enfoca la problemática de incrementar la generación de electricidad hacia el aprovechamiento de los residuos de la cosecha cañera también a partir de grandes inversiones sin analizar las potencialidades existentes en las estrategias operacionales con la tecnología y el equipamiento disponible.

Por otra parte, aunque en [1] los autores plantean como criterio de optimización la minimización de las pérdidas exergéticas, utilizan esquemas de alta presión y turbinas de contrapresión con extracciones intermedias y el estudio se encamina al diseño de la instalación y no a la explotación de la misma en condiciones operacionales variables.

En [23] se optimiza la duración de los períodos de operación de un complejo azucarero integrado (central, destilería, generación eléctrica) que opera todo el año procesando caña energética como materia prima al terminar la zafra azucarera, pero tampoco considera la operación de la planta eléctrica que garantiza mayores entregas de energía.

**Los modelos empleados en estos análisis son determinísticos, no considerando las incertidumbres en las variaciones de las condiciones de explotación reales durante la operación. Tampoco se reportan estudios de variantes operacionales para obtener incrementos en los niveles de generación para unas condiciones operacionales dadas.**

Muchos esfuerzos se han dedicado a la investigación del tema de la operación económica de plantas cogeneradoras, al despacho de carga entre ellas y a su operación en sistemas híbridos [8, 28, 24, 31]. Ashok [24] plantea una formulación generalizada para determinar la estrategia de operación óptima de un esquema de cogeneración industrial utilizando modelos en términos de las características del equipamiento y que pueden ser generalizados a cualquier industria, pero el interés no es obtener máxima generación de energía eléctrica sino mínimos costos de operación, además de que el esquema estudiado incluye turbinas de gas y turbinas de extracción-condensación.

Ying-Yi [31] emplea métodos de búsqueda estocástica, específicamente algoritmos genéticos para resolver el problema de despacho económico. A pesar de que los sistemas de cogeneración se asumen con turbinas de contrapresión, el despacho de carga no se realiza entre unidades de una misma planta, sino entre plantas conectadas a un sistema. Además, el modelo empleado para la demanda de vapor de los turbogeneradores está dado por una ecuación cuadrática en función de la

potencia generada que no considera variaciones en las condiciones operacionales y el trabajo se dedica fundamentalmente al método utilizado.

### **1.6 Conclusiones parciales.**

1- A pesar de que en las perspectivas de producción de electricidad en el sector azucarero se considera que es necesario el incremento de la eficiencia con que se consume el vapor para generar la electricidad, dentro de las medidas organizativas y de inversión propuestas no se contempla la mejor distribución de carga entre los turbogeneradores de una misma planta que garantice máxima eficiencia en la generación como una estrategia para introducir normativas operacionales que conduzcan a un mayor aprovechamiento de las capacidades instaladas.

2-La aplicación de la TGTEE en la EA Ciudad Caracas indica que los portadores energéticos más significativos son el bagazo y la electricidad que están estrechamente relacionados con la operación del bloque energético.

3-En la literatura consultada no se reporta ningún estudio de variantes de operación de turbogeneradores en plantas de cogeneración de la industria azucarera con turbinas de contrapresión para el incremento de la eficiencia en la generación, ni se utilizan modelos de los turbogeneradores que consideren las desviaciones en las condiciones operacionales que tienen lugar en el campo.

4- El método convencional para la distribución de carga entre unidades, basado en iguales costos incrementales, no garantiza que se obtenga máxima generación y su aplicación se dificulta en los escenarios típicos de la industria azucarera cubana donde la demanda de vapor de proceso limita la generación de electricidad.

# *CAPITULO II*

## **CAPÍTULO 2**

### **OBTENCIÓN DE LOS MODELOS EMPLEADOS.**

El problema que plantea la distribución de cargas entre unidades en una planta de cogeneración, al igual que la mayoría de los análisis de comportamiento de sistemas, parte de la obtención de los modelos que describen su comportamiento. El componente fundamental de la planta son los turbogeneradores, y aunque existen varias posibilidades para modelar el consumo de vapor de estas máquinas, la dificultad real de que no siempre se encuentran operando con parámetros de vapor nominales y el deterioro mecánico por el tiempo de explotación obligan a la búsqueda de nuevos modelos. En este capítulo se expone una síntesis del método que se propone para el análisis del sistema de cogeneración, así como la obtención de un modelo híbrido utilizando redes neuronales para los turbogeneradores y modelos estadísticos para la demanda de potencia de la fábrica.

#### **2.1 Síntesis del método propuesto. Particularidades.**

Para resolver este problema se parte de las siguientes consideraciones generales:

- 1-Por el tipo de tecnología empleada, la cargabilidad de los turbogeneradores depende de las necesidades de calor del proceso.
- 2-Se analiza solo el régimen de operación estable de la fábrica, o sea, no se tienen en cuenta procesos de arrancada y parada donde pueden existir transientes energéticos importantes.
- 3-Se tiene en cuenta la operación con parámetros desviados del vapor (valores diferentes a los nominales).
- 4-Como es lógico, existen límites operacionales para el equipamiento que están impuestos por su capacidad nominal.

Como se concluye en el capítulo anterior, el método del costo incremental de combustible no es el adecuado para determinar la distribución económica de carga entre los turbogeneradores en este tipo de instalación. En este caso, el problema pasa por buscar la mayor generación total posible que satisfaga la demanda de vapor impuesta por el proceso. El balance de potencia eléctrica se satisface

mediante el intercambio con el SEN, es decir si los requerimientos de calor no permiten que se genere toda la demanda eléctrica de la fábrica, entonces se importa energía del SEN, en caso contrario, el excedente es exportado.

En otras palabras, el problema se reduce a un problema de optimización, de búsqueda del máximo de generación total, distribuida de tal forma entre los turbogeneradores que garantice, para unos parámetros de vapor dados, la energía térmica necesaria para el proceso. El procedimiento que se plantea es investigar la mejor distribución de carga  $Pelec_i^*$ , que maximiza una función de generación total  $P_{GTOTAL}$ , dada por la suma de las potencias eléctricas generadas por cada uno de los turbogeneradores.

El planteamiento matemático del problema es:

$$P_{GTOTAL}^* = \underset{Pelec_i = Pelec_i^*}{\text{máximo}} (P_{GTOTAL}(Pelec_i)) \quad \forall \quad G_{proceso} = \sum_{i=1}^n G_i ; Pelec_i \in (0, Pnom_i]$$

Siendo:

$Pnom$  potencia nominal del generador, kW.

$G_i = F(Pelec_i, Po, To, P2)$  la demanda de vapor del i-ésimo turbogenerador, en t, para una potencia eléctrica generada  $Pelec_i$  (kW) y los parámetros de vapor siguientes:

$Po$  presión de vapor directo, en  $kg/cm^2$  abs.

$To$  temperatura del vapor directo, en °C.

$P2$  presión de vapor de escape, en  $kg/cm^2$  abs.

A continuación se definen los modelos de los diferentes componentes del sistema y que determinan la función objetivo anterior.

## 2.2 Modelo de los turbogeneradores.

La modelación de un sistema es la descripción matemática, con cierto grado de exactitud, del comportamiento del mismo y normalmente se basa en relaciones obtenidas a partir de principios

físicos, en ocasiones complejos debido a las no linealidades presentes o a determinadas incertidumbres en el comportamiento de las variables.

Un modelo disponible de los turbogeneradores es el que está definido por las características de explotación dadas por el fabricante que son: el gráfico de dependencia de la potencia eléctrica respecto al consumo de vapor y los gráficos de correcciones de la presión y la temperatura de vapor directo y de escape en dependencia del consumo de vapor de la turbina [30].

El trabajo para la modelación de una turbina podría comenzar con la fijación de los datos que representan el consumo de vapor en función de la potencia desarrollada. Para la turbina de contrapresión tipo P-4-20/2TK con parámetros nominales  $P_0 = 18 \text{ kg/cm}^2 \text{ abs}$ ,  $T_0 = 310 \text{ }^\circ\text{C}$  y  $P_2 = 2 \text{ kg/cm}^2 \text{ abs}$  el ajuste realizado del consumo de vapor en t/h en función de la potencia; P, en kW arroja los resultados siguientes:

### **Ajuste del Consumo vs Potencia**

Linear model Poly3:

$$f(x) = p1 * P^3 + p2 * P^2 + p3 * P + p4$$

Coefficients (with 95% confidence bounds):

$$\begin{aligned} p1 &= -3.526e-010 \quad (-2.089e-009, 1.384e-009) \\ p2 &= 3.122e-006 \quad (-1.266e-005, 1.89e-005) \\ p3 &= 2.406e-005 \quad (-0.0465, 0.04654) \\ p4 &= 14.54 \quad (-29.81, 58.9) \end{aligned}$$

Goodness of fit:

SSE: 0.07241

R-square: 0.9997

Adjusted R-square: 0.9992

RMSE: 0.1903

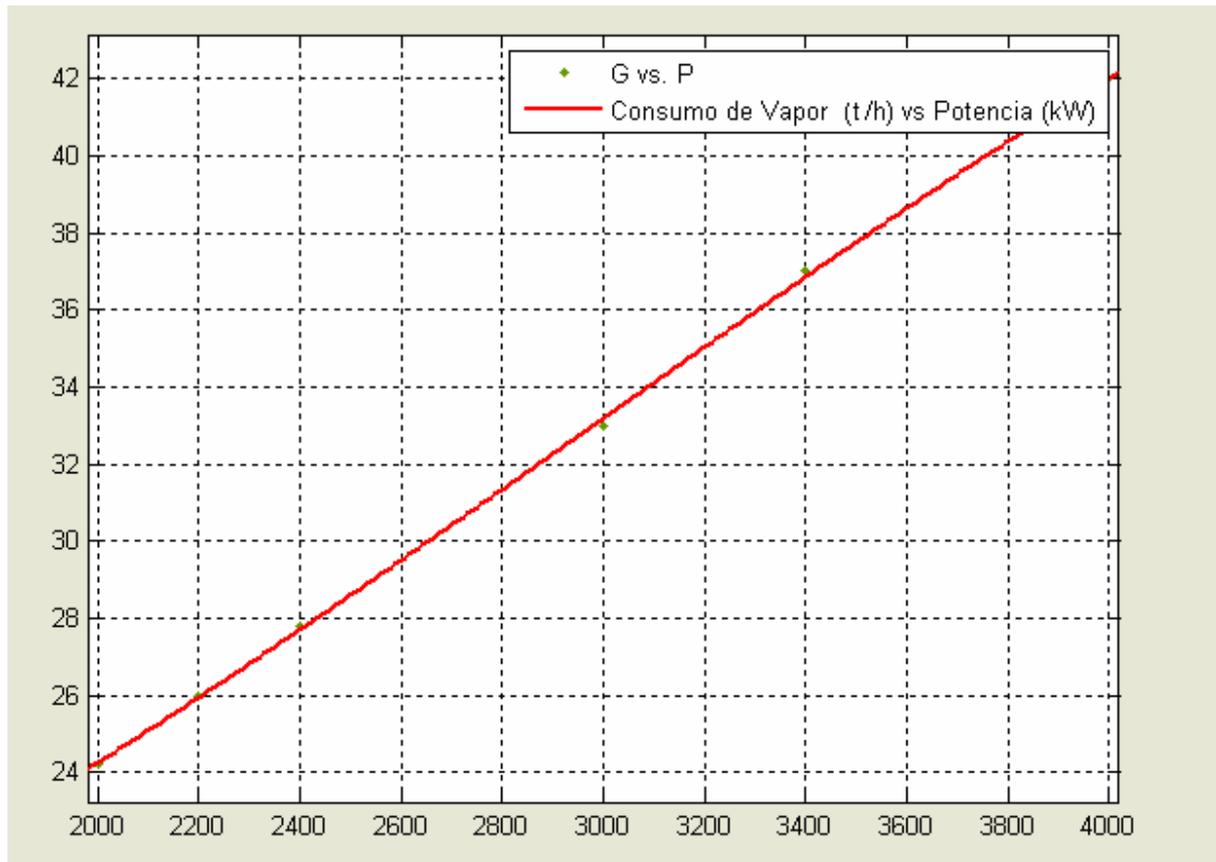


Figura 2.1. Consumo de Vapor directo en t/h vs Potencia en (kW).

### Ajuste del Consumo Específico vs Potencia

Linear model Poly2:

$$f(x) = p1 * P^2 + p2 * P + p3$$

Coefficients (with 95% confidence bounds):

$$p1 = 4.976e-007 \quad (-3.23e-008, 1.028e-006)$$

$$p2 = -0.003829 \quad (-0.006998, -0.0006604)$$

$$p3 = 18 \quad (13.5, 22.5)$$

Goodness of fit:

SSE: 0.07439

R-square: 0.9707

Adjusted R-square: 0.9512

RMSE: 0.1575

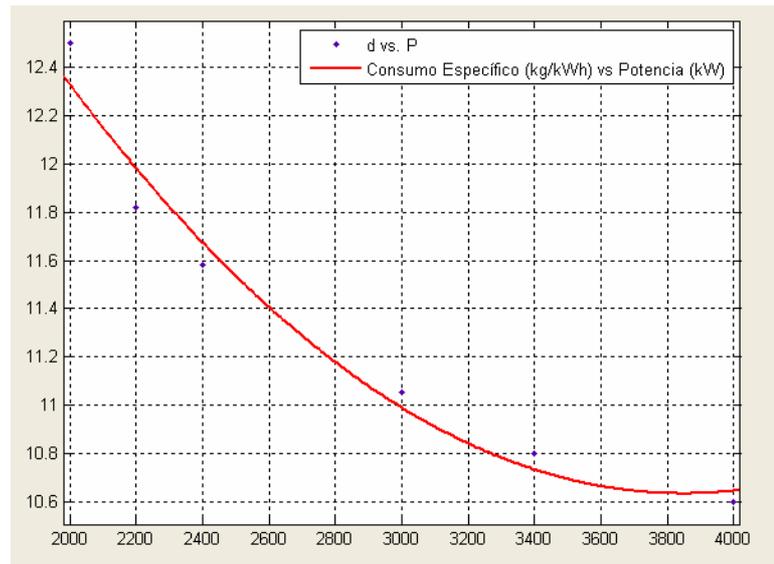


Figura 2.2 Consumo Específico de Vapor en kg/kWh vs Potencia en (kW).

Sin embargo, las ecuaciones anteriores sólo son válidas cuando se trabaja con parámetros nominales del vapor lo cual no es una condición estable durante la explotación de las turbinas de vapor sobre todo en la industria azucarera debido a diferentes factores operacionales que relacionan la molida, la humedad del bagazo, la demanda del proceso, así como otros parámetros importantes en la operación de los generadores de vapor.

Por lo general, el fabricante de las turbinas proporciona una serie de curvas para efectuar el ajuste y determinar los consumos ante condiciones variables de vapor. Sin embargo, este proceso es engorroso y no apto para mantener un control “on line” que emplee señales digitales o donde se necesite gran potencia de cálculo. Por otra parte, estos datos del fabricante sólo cubren una zona del rango de la variabilidad de los parámetros del vapor en comparación con los que pueden suceder y se observan en la explotación de estas turbinas en condiciones de campo reales. Por esta razón, es importante desarrollar ecuaciones y modelos que permitan exponer en el escenario más general como influyen los cambios de los parámetros del vapor sobre el comportamiento de la turbina. Este procedimiento se desarrollará a continuación:

### 2.2.1 Desarrollo del Modelo Generalizado del Turbogenerador.

La potencia interna de la turbina puede expresarse como:

$$P_i = k \cdot G \cdot H_o \cdot \eta_{ri} \quad (\text{kW}) \quad (2.1)$$

Donde:

$k$  es un factor de conversión de unidades ; kWh/kcal o kWh/ kJ.

$G$  es el consumo de vapor en kgv/kW.

$H_o$  es el salto entálpico disponible; kcal/kgv o kJ/kgv.

$\eta_{ri}$  es el rendimiento relativo interno de la turbina.

A partir de (2.1) es posible desarrollar expresiones que expresen la influencia que cada una de las variaciones de los parámetros del vapor ejercen sobre la potencia desarrollada por la turbina y sobre el consumo de la máquina. Estos casos serán tratados a continuación.

#### 2.2.1.1 Efectos de la Variación de la Presión Inicial del Vapor.

Al variar la presión inicial;  $P_o$ , a la entrada de la turbina, se modifica el consumo de vapor, el salto entálpico disponible y en menor medida el rendimiento relativo interno de la máquina como expresa la ecuación general:

$$\Delta P_i = H_o \cdot \eta_{ri} \cdot \partial G / \partial P_o \cdot \Delta P_o + G \cdot \eta_{ri} \cdot \partial H_o / \partial P_o \cdot \Delta P_o + G \cdot H_o \cdot \partial \eta_{ri} / \partial P_o \cdot \Delta P_o \quad (2.2)$$

Generalmente es posible despreciar la influencia que ejerce una pequeña variación de la presión de entrada sobre el rendimiento relativo interno;  $\eta_{ri}$ , de este modo la expresión (2.2) se reduce a:

$$\Delta P_i = H_o \cdot \eta_{ri} \cdot \partial G / \partial P_o \cdot \Delta P_o + G \cdot \eta_{ri} \cdot \partial H_o / \partial P_o \cdot \Delta P_o \quad (2.3)$$

En (2.3), el primer término toma en consideración la variación del consumo y el segundo el salto entálpico con la variación de la presión de entrada;  $P_o$ .

Si se considera que el consumo de vapor estando abiertas las válvulas reguladoras es proporcional a la presión del vapor directo, se puede plantear:

$$\partial G / \partial P_o = \frac{G}{P_o} \quad (2.4)$$

Si se trata el vapor como un gas ideal el salto entálpico se determina por:

$$H_o = \frac{k}{k-1} \cdot P_o \cdot v_o \cdot \left[ 1 - \frac{P_2}{P_o} \right]^{\frac{k-1}{k}} \quad (2.5)$$

y sustituyendo (2.4) y (2.5) en (2.3) se obtiene:

$$\Delta P_i = H_o \cdot \eta_{ri} \cdot G / P_o \cdot \Delta P_o + G \cdot \eta_{ri} \cdot P_o \cdot v_o \cdot \left[ \frac{P_2}{P_o} \right]^{\frac{k-1}{k}} \quad (2.6)$$

Multiplicando ambos miembros por  $\frac{1}{P_i}$  y realizando algunas transformaciones se tiene:

$$\frac{\Delta P_i}{P_i} = \left[ 1 + \frac{P_o \cdot v_o}{H_o} \cdot \left( \frac{P_2}{P_o} \right)^{\frac{k-1}{k}} \right] \cdot \frac{\Delta P_o}{P_o} \quad (2.7)$$

Si la distribución del vapor se realiza por un gran número de válvulas, (en el caso de la turbina P-4-2TK son 10 válvulas) el incremento de potencia con relación a la presión de entrada está dado fundamentalmente por el segundo término de la expresión (2.7) y por tanto:

$$\frac{\Delta P_i}{P_i} = \left[ \frac{P_o \cdot v_o}{H_o} \cdot \left( \frac{P_2}{P_o} \right)^{\frac{k-1}{k}} \right] \cdot \frac{\Delta P_o}{P_o} \quad (2.8)$$

En la expresión (2.8):

$P_o$  es la presión absoluta nominal del vapor directo.

$v_o$  es el volumen específico del vapor a la presión  $P_1$ .

$P_2$  es la presión absoluta nominal del vapor de escape; (contrapresión nominal).

$k$  es el coeficiente isentrópico del vapor de agua (igual a 1.3 para el vapor sobrecalentado).

$H_o$  es el salto entálpico nominal disponible.

Como se puede deducir, para una turbina en específico, el término entre corchetes es una constante que se denominará  $\gamma$ . En este caso:

$$\frac{\Delta P_i}{P_i} = \gamma \cdot \frac{\Delta P_o}{P_o} \quad (2.9)$$

Si  $\Delta P_o = P_o' - P_o$  siendo  $P_o'$  la nueva presión del vapor directo entonces:

$\frac{\Delta P_i}{P_i} = \gamma \cdot \left[ \frac{P_o'}{P_o} - 1 \right]$  Esta es la ecuación de una recta que para  $\frac{P_o'}{P_o} = 1$  pasa por el origen. Al

encontrar otro punto queda totalmente caracterizada.

Para la turbina analizada  $P_o=18 \text{ kg/cm}^2$ ,  $T_o = 310 \text{ }^\circ\text{C}$  y  $P_2=2 \text{ kg/cm}^2$ . A estos parámetros corresponde una entalpía del vapor vivo,  $H_1 = 728.48 \text{ kcal/kg}$ . Si se desciende isoentrópicamente hasta una presión del vapor de escape igual a  $2 \text{ kg/cm}^2$ , la entalpía correspondiente es  $H_2 = 620.1 \text{ kcal/kg}$ . El salto entálpico disponible  $H_o = H_1 - H_2 = 107.48 \text{ kcal/kg}$ . En condiciones nominales;  $P_o=18 \text{ kg/cm}^2$ ,  $T_o = 310 \text{ }^\circ\text{C}$ , el volumen específico es  $v_o= 0.1460 \text{ m}^3/\text{kg}$ . Con  $k = 1.3$  y recordando que  $1 \text{ kg}\cdot\text{m}$  es igual a  $0.00234 \text{ kcal}$  se calcula el valor de  $\gamma=0.345$ . Por lo que:

$$\frac{\Delta P_i}{P_i} = 0.345 \cdot \left[ \frac{P_o'}{P_o} - 1 \right] \quad (2.10)$$

Con mayor visualidad  $y = mx - b$ :

Donde  $y = \frac{\Delta P_i}{P_i}$ ,  $m = 0.345$ ,  $x = \frac{P_o'}{P_o}$  y  $b = 0.345$ . La representación grafica de esta ecuación se

observa en la Figura 2.3.

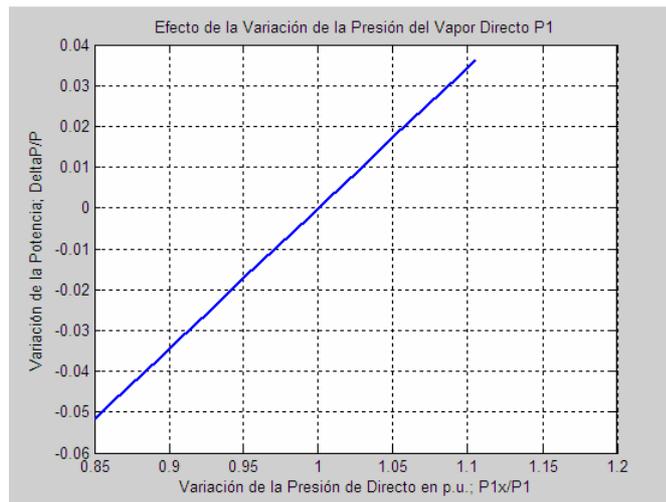


Figura 2.3 Efecto de la variación de la presión del vapor directo.

Finalmente si se llama  $\alpha$  al coeficiente de influencia de las condiciones del vapor directo definido como:

$$\alpha = y = \frac{P_i' - P_i}{P_i}$$

Siendo  $P_i'$  la potencia desarrollada en la nueva condición de la turbina y  $P_i$  la potencia en condiciones nominales luego de afectar por los rendimientos  $\eta_m \cdot \eta_g$  se arriba a la expresión (2.11) que permite calcular la potencia eléctrica en los bornes del generador en las nuevas condiciones de vapor:

$$P_{elec}' = (1 + \alpha) \cdot P_{elec} \tag{2.11}$$

### 2.2.1.2 Efectos de la Variación de la Temperatura del Vapor de Entrada.

De nuevo a partir de la ecuación (2.1) se tiene que la variación de la potencia desarrollada por la turbina ante variaciones de la temperatura del vapor directo está dada por:

$$\Delta P_i = H_o \cdot \eta_{ri} \cdot \partial G / \partial T_o \cdot \Delta T_o + G \cdot \eta_{ri} \cdot \partial H_o / \partial T_o \cdot \Delta T_o + G \cdot H_o \cdot \partial \eta_{ri} / \partial T_o \cdot \Delta T_o \quad (2.12)$$

Si se considera que el consumo de vapor y el rendimiento relativo interno no se afecta mucho por las variaciones de temperatura del vapor directo se tiene:

$$\Delta P_i = G \cdot \eta_{ri} \cdot \partial H_o / \partial T_o \cdot \Delta T_o \quad (2.13)$$

Como  $G \cdot \eta_{ri} = \frac{P_i}{H_o}$  entonces:

$$\frac{\Delta P_i}{P_i} = \frac{\Delta T}{H_o} \cdot \frac{\partial H_o}{\partial T_o} \quad \text{Multiplicando el segundo miembro por } \frac{T_o}{T_o} \text{ resulta:}$$

$$\frac{\Delta P_i}{P_i} = \frac{T_o}{H_o} \cdot \frac{\partial H_o}{\partial T_o} \cdot \frac{\Delta T}{T_o} \quad (2.14)$$

Si:

$$H_o = J \cdot \frac{k-1}{k} \cdot R \cdot T_o \cdot \left[ 1 - \left( \frac{P_2}{P_o} \right)^{\frac{k-1}{k}} \right] \quad \text{Entonces:}$$

$$\frac{\partial H_o}{\partial T_1} = A \cdot \frac{k-1}{k} \cdot R \cdot \left[ 1 - \left( \frac{P_2}{P_o} \right)^{\frac{k-1}{k}} \right]$$

Donde:

$$A = \frac{1}{J} \quad \text{Siendo } J \text{ el equivalente mecánico del calor (426.94 kgm/kcal)}$$

$R$  es la constante de los gases (para el vapor 47.06)

Para la turbina analizada  $P_o=18 \text{ kg/cm}^2$ ,  $T_o = 310 \text{ }^\circ\text{C}$  y  $P_2=2 \text{ kg/cm}^2$  se tiene:

$$\frac{\partial H_o}{\partial T_o} = 0.189954 \text{ kcal/kg} \cdot ^\circ\text{C} \quad \text{Sustituyendo este valor en (2.13)}$$

$$\frac{\Delta P_i}{P_i} = 0.189954 \cdot \frac{T_o}{H_o} \cdot \frac{\Delta T}{T_o}$$

En el Diagrama de Mollier y parámetros  $P_o=18 \text{ kg/cm}^2$ ,  $T_o = 310 \text{ }^\circ\text{C}$  y  $P_2=2 \text{ kg/cm}^2$  como se determinó,  $H_o= 107.48 \text{ kcal/kg}$  y la expresión se reduce a:

$$\frac{\Delta P_i}{P_i} = 0.5478 \cdot \frac{\Delta T}{T_o} \text{ y como } \Delta T = T_o' - T_o \text{ se tiene para la turbina tratada}$$

$$\frac{\Delta P_i}{P_i} = 0.5478 \cdot \left[ \frac{T_o'}{T_o} - 1 \right] \text{ conduciendo a una ecuación similar a (2.10)}$$

De nuevo para mayor visibilidad  $y = mx - b$

Donde  $y = \frac{\Delta P_i}{P_i}$ ,  $m = 0.5478$ ,  $x = \frac{T_o'}{T_o}$  y  $b = 0.5478$ . La representación gráfica de esta ecuación se

observa en la Figura 2.4.

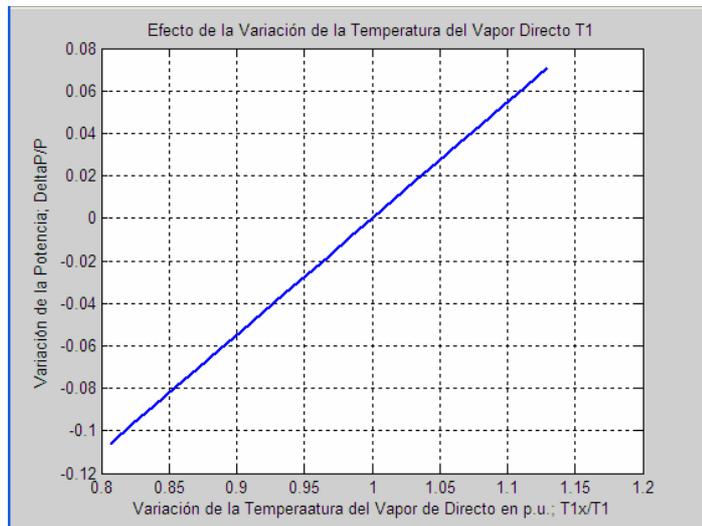


Figura 2.4 Efecto de la variación de la temperatura del vapor directo.

Con un razonamiento similar al efectuado para las correcciones con relación a la presión del vapor directo se tiene que:

$$P_{elec}' = (1 + \beta) * P_{elec} \tag{2.15}$$

Donde

$$\beta = \frac{\Delta P_i}{P_i}$$

### 2.2.1.3 Efectos de la Variación de la Presión del Vapor de Escape.

La presión del vapor de escape tiene gran importancia para el rendimiento de la turbina. En un sistema de cogeneración sincronizado a la red pública, la operación más económica se obtiene al seguir el perfil térmico del sistema no necesitándose vapor para el proceso a través de la estación reductora regulándose la demanda y la contrapresión variando el estado de carga eléctrica de los turbogeneradores. Cuando no se trabaja sincronizado al sistema eléctrico exterior, se debe satisfacer la carga eléctrica de la industria y complementar el vapor en el proceso mediante la operación de la válvula reductora. En determinados casos la contrapresión se eleva en exceso actuando las válvulas de alivio a la atmósfera para proteger al sistema.

El cambio de la potencia de la turbina cuando varía la contrapresión se debe fundamentalmente a la variación de la potencia del último escalón. En [26, 27] se demuestra que el cambio de potencia para un consumo de vapor determinado  $\frac{\Delta P}{G}$  depende de factores de diseño y de la relación entre la contrapresión y el consumo de vapor  $\frac{P_2}{G}$  obteniéndose a partir de esta dependencia una familia de curvas que definen el comportamiento entre la variación de la potencia  $\Delta P$  y la presión de escape para diferentes consumos de vapor. En este trabajo teniendo en consideración las curvas experimentales dadas por el fabricante se reconstruyen las ecuaciones de la potencia eléctrica en función de la presión de escape para diferentes valores de G.

Para el turbogenerador P4-20- 2Tk se obtienen las dependencias siguientes:

$$\Delta P_{elec} = 1296 - 645.35 \cdot P_2 ; \text{ Para } G = 40 \text{ T/h}$$

$$\Delta P_{elec} = 1122 - 557.03 \cdot P_2 ; \text{ Para } G = 30 \text{ T/h}$$

$$\Delta P_{elec} = 860.7 - 419.64 \cdot P_2 ; \text{ Para } G = 20 \text{ T/h}$$

Estas expresiones tienen la forma:

$$\Delta Pelec = ai - bi \cdot P_2 ; \quad \text{Para } G = G_i \quad (2.16)$$

El intercepto  $ai$  y la pendiente  $bi$  para el intervalo tratado varia según:

$$a_i = 72 + 48.2 \cdot G - 0.44 \cdot G^2 \quad (2.17)$$

$$b_i = 2.32 - 25.99 \cdot G + 0.24 \cdot G^2 \quad (2.18)$$

Sustituyendo (2.17) y (2.18) en (2.16) se obtiene:

$$\Delta Pelec = 72 + 48.2 \cdot G - 0.44 \cdot G^2 + 2.32 \cdot P_2 - 25.99 \cdot G \cdot P_2 + 0.245 \cdot G^2 \cdot P_2 \quad (2.19)$$

Si a esta corrección se le llama  $\gamma$

$$\gamma = 72 + 48.2 \cdot G - 0.44 \cdot G^2 + 2.32 \cdot P_2 - 25.99 \cdot G \cdot P_2 + 0.245 \cdot G^2 \cdot P_2$$

Entonces la potencia eléctrica entregada por el generador cuando varían los parámetros del vapor será:

$$Pelec' = Pelec \cdot (1 + \alpha + \beta) + \gamma \quad (2.20)$$

Y el consumo de vapor para las nuevas condiciones:

$$G' = G \cdot \left[ \frac{Pelec}{Pelec'} \right] = G \cdot \frac{Pelec}{Pelec \cdot (1 + \alpha + \beta) + \gamma} \quad (2.21)$$

Aunque este modelo considera la operación con parámetros desviados del vapor, tiene la dificultad de que durante la explotación, las turbinas pierden eficiencia y disminuyen su rendimiento relativo efectivo, lo cual no se ha tenido en cuenta. El desgaste natural en alabes y sellos, deficiencias en el mantenimiento y en las reparaciones, etc., pueden ser alguna de estas causas. También las incrustaciones en los alabes producto de arrastres de impurezas en el vapor pueden alterar el comportamiento de la turbina y provocar mayores demandas de vapor para unas condiciones de operación determinadas.

Por esta razón, las técnicas como la Inteligencia Artificial, en particular las redes neuronales artificiales; (RNA), pueden ser aplicadas para resolver estas dificultades y conseguir un modelo de

los turbogeneradores a partir de los datos de explotación reales [2, 13]. La utilidad de emplear RNA radica principalmente en que no se necesita conocer el proceso físico del sistema en sí mismo, siendo suficiente realizar un mapeo de las variables de entrada y salida de dicho sistema. A continuación se exponen los fundamentos necesarios para la comprensión del modelo obtenido.

### 2.2.2 Fundamentos de las RNA.

Las redes neuronales artificiales están inspiradas en el modo en el que las redes de neuronas biológicas del cerebro procesan información y son sistemas compuestos de elementos de cálculo básicos conectados en paralelo. Estos elementos básicos, llamados neuronas (Figura 2.5a), aceptan una entrada y producen un valor de salida basado generalmente en una función no lineal llamada función transferencia.

Las cantidades de entrada  $x_i$  se combinan con los pesos  $w_i$  y constituyen el argumento de la función transferencia para obtener las salidas. Se emplean diferentes tipos de funciones como la sigmoideal, lineal, hiperbólica, tangente, etc.

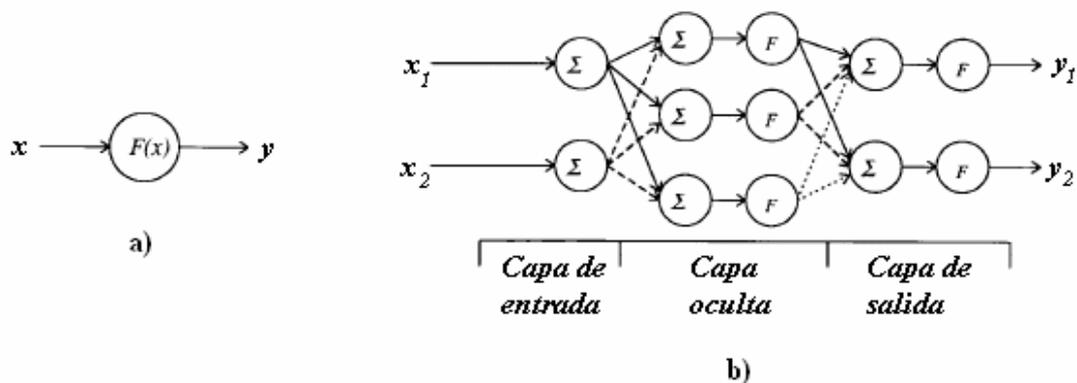


Figura 2.5 Neurona artificial con función de activación  $F(x)$  y red neuronal de tres capas.

Las neuronas simples se combinan para construir una red cuya arquitectura puede ser muy variada. En la Figura 2.5b) se aprecia que una red está compuesta por múltiples conexiones serie de neuronas individuales conectadas en paralelo (nodos). El conjunto de neuronas conectadas en paralelo se denomina capa.

La topología, las características de los nodos y las reglas de aprendizaje o entrenamiento, caracterizan el modelo de una RNA. La literatura técnica sugiere una red de alimentación progresiva que emplea el mecanismo matemático de retropropagación para “aprender y ajustar”, o sea, adaptar los pesos [16].

Los nodos empleados en la capa de entrada normalmente dependen del tipo y cantidad de los datos de entrada. El número de nodos en la capa oculta determina, en general, la capacidad de la red de aprender relaciones complejas entre las entradas y las salidas, siendo necesarias gran número de neuronas para el aprendizaje de patrones complejos. Aunque no se muestra en la Figura 2.5b), pueden ser necesarias múltiples capas ocultas para aumentar la capacidad de aprendizaje de la red. No existen reglas para tener un conocimiento previo del número de neuronas de la capa oculta o del número de capas ocultas necesarias, por lo que se requiere recurrir a una aproximación del método de prueba y error durante el diseño. El número de nodos en la capa de salida depende únicamente del número de salidas de la red. Las funciones transferencias, así como los algoritmos de entrenamiento y funciones de comportamiento así como el resto de las herramientas necesarias para el diseño, entrenamiento, simulación y manejo de redes neuronales se encuentra disponible en el Toolbox de redes neuronales del Matlab 7.0, empleado en esta aplicación [7].

### *2.2.3 Diseño y entrenamiento de las RNA.*

Para el diseño y entrenamiento de las RNA se emplea la herramienta de redes neuronales del Toolbox del Matlab 7.0. La red propuesta es una RNA de tres capas con propagación hacia adelante y algoritmo de aprendizaje con retropropagación. El vector de entrada está definido por los valores de la presión de vapor directo ( $P_o$ ), la temperatura del vapor directo ( $T_o$ ), presión del vapor de escape ( $P_2$ ) y la potencia eléctrica generada ( $P_{elec}$ ). La salida de la red es el consumo de vapor ( $G$ ) que está determinado por los parámetros operacionales anteriormente mencionados.

Para el diseño de la red se toma como criterio la selección de un número de neuronas en la primera capa y en la última capa igual al número de variables de entrada y salida respectivamente. El número

de neuronas de la capa oculta se selecciona de acuerdo al comportamiento de la red durante el entrenamiento y determina la arquitectura final de la red seleccionada como se verá en el epígrafe 2.2.4.

La función transferencia de las neuronas de la primera y segunda capa es *tansig* y la de la neurona de la última capa es *purelin*.

Las variables para el entrenamiento y validación se corresponden con valores experimentales tomados del libro de lecturas horarias de los operadores de turbinas (ver Anexo 1). Estos valores fueron normalizados a su valor máximo. Para distinguirlo de los valores experimentales se les adiciona una N a su nomenclatura, de esta manera los datos empleados en el entrenamiento y prueba de la red son PoN, ToN, P2N, PelecN y GN, los cuales son importados al espacio de trabajo del Matlab. Con un algoritmo desarrollado al efecto se selecciona el 25% de los datos para prueba y el resto para entrenamiento.

Los datos de prueba permiten comprobar durante la etapa de entrenamiento la capacidad de generalizar que tiene la red diseñada, o sea cuan bien responde ante datos que no se encuentran dentro del conjunto de entrenamiento.

Función de entrenamiento: Los algoritmos de entrenamiento basados en el gradiente descendente son a menudo lentos para los problemas prácticos por lo que se selecciona un algoritmo basado en técnicas heurísticas (relisient backpropagation, TRAINRP) que aunque necesita un poco más de memoria, es mucho más rápido [7].

Función de comportamiento: La función de comportamiento empleada es la MSERG. Esta es una función disponible en el Toolbox de redes neuronales del Matlab y consiste en una modificación del error medio cuadrático (MSE) al cual se le adiciona un término que es proporcional a la suma de los cuadrados de los pesos. Esta técnica se conoce como regularización y tiene como propósito mejorar la generalización de la red [7].

Las características del comportamiento de la red durante el entrenamiento para el turbogenerador 1 y 2 se muestran en las Figuras 2.6 y 2.7. En estas figuras la curva en color rojo se corresponde con el comportamiento de la red para el conjunto de datos de prueba y la curva en color azul para el conjunto de datos de entrenamiento. Como puede apreciarse, en ambos casos el perfil de la curva de prueba sigue al de entrenamiento con un valor de comportamiento similar por lo que la red generaliza muy bien los resultados.

El error medio obtenido es de  $3.96 \cdot 10^{-3}$  para la red que modela el turbogenerador 1 y de  $3.12 \cdot 10^{-3}$  para la que modela al turbogenerador 2.

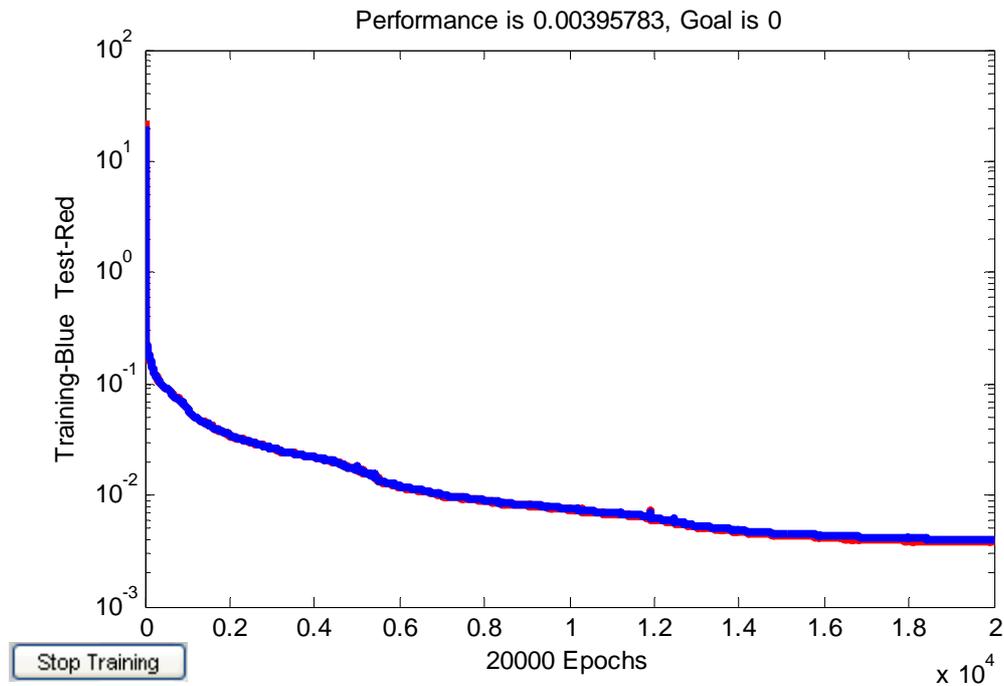


Figura 2.6 Comportamiento del entrenamiento de la RNA para el turbogenerador 1.

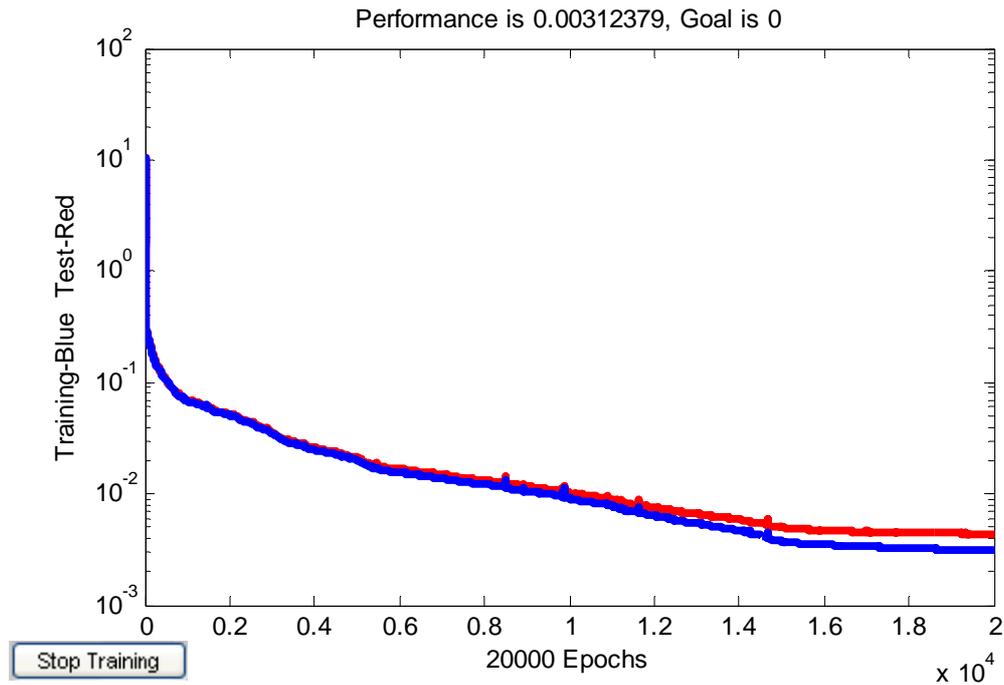


Figura 2.7 Comportamiento del entrenamiento de la RNA para el turbogenerador 2.

#### 2.2.4 Selección de la arquitectura de la RNA.

Seleccionar el número adecuado de neuronas de la capa oculta es un aspecto importante y para ello se entrenó la red variando el número de estas y manteniendo los demás parámetros de diseño constantes. El entrenamiento se realizó para 20000 épocas variando el número de neuronas de la capa intermedia (n). Las Figuras 2.8 y 2.9 muestran el comportamiento; MSERG, como función del número de neuronas ocultas. Se puede observar que el mejor comportamiento se logra para el turbogenerador 1 con 55 neuronas en la capa oculta y para el turbogenerador 2 con 40, razón por la cual se ha escogido como arquitectura 4-55-1 y 4-40-1. Con el propósito de su posterior identificación dentro del algoritmo desarrollado en lo adelante las redes se denominarán **T1RN4551** y **T2RN4401** correspondientes a los turbogeneradores 1 y 2 respectivamente.

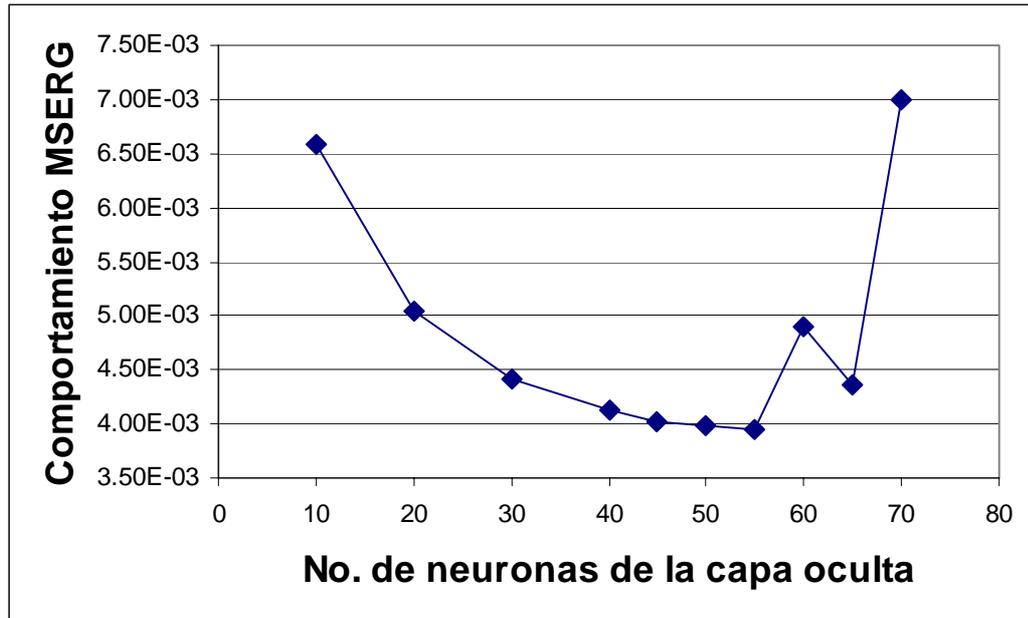


Figura 2.8 Optimización del número de neuronas de la capa oculta Turbogenerador 1. Arquitectura: 4-n-1, épocas: 20000.

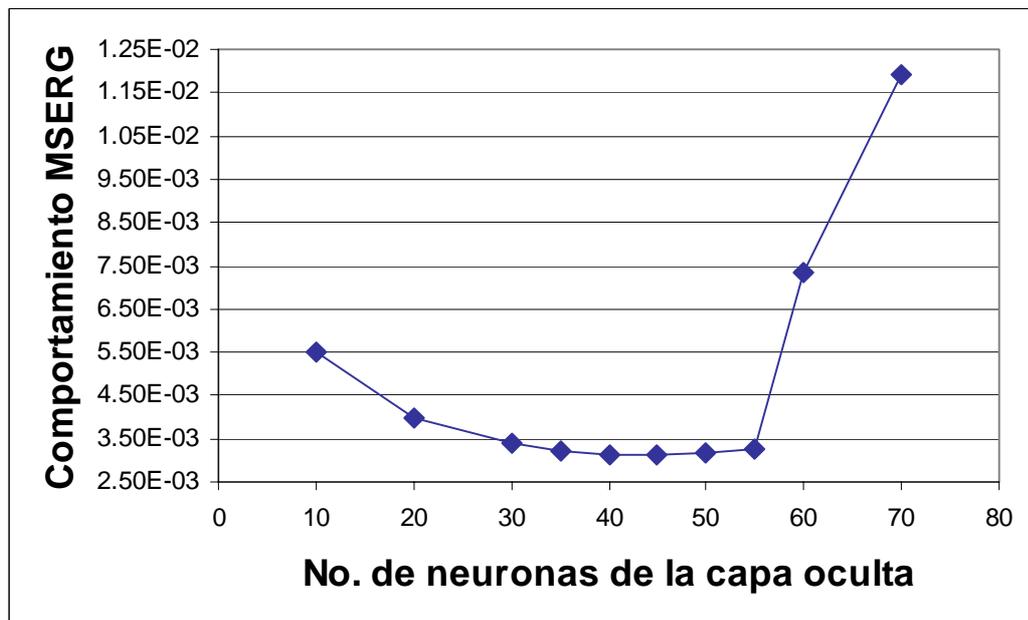


Figura 2.9 Optimización del número de neuronas de la capa oculta Turbogenerador 2. Arquitectura: 4-n-1, épocas: 20000.

### 2.2.5 Sintaxis del modelo neuronal.

Las redes desarrolladas se programaron como funciones en Matlab 7.0 para su utilización posterior en la determinación de la distribución de carga entre los turbogeneradores. El código del modelo neuronal obtenido para ambas RNA es:

$$GN = \text{purelin}(LW(3,2) * (\text{tansig}(LW(2,1) * (\text{tansig}(IW(1,1) * E + b1)) + b2)) + b3)$$

Donde:

$E$  es el vector de entrada normalizado siguiente  $E = \begin{bmatrix} PoN \\ ToN \\ P2N \\ PelecN \end{bmatrix}$

$LW(3,2)$ ,  $LW(2,1)$  y  $IW(1,1)$  son las matrices de pesos .

$b1$ ,  $b2$  y  $b3$  son los vectores de polarización.

Los pesos, las polarizaciones y la arquitectura de cada RNA se muestran en el Anexo 2.

#### 2.2.6 Análisis post-entrenamiento.

A continuación se hacen algunos análisis de la respuesta de la red. El primer análisis consiste en simular la red para todo el universo de datos disponibles (entrenamiento y prueba) y realizar una regresión lineal entre la salida de la red y los objetivos correspondientes (valores experimentales).

Para esto se desnormalizan los resultados de la red multiplicándolos por el valor máximo del consumo de vapor para graficarlos contra los valores reales de consumo. Los resultados se muestran en las Figuras 2.10 y 2.11.

Para **T1RN4551** la ecuación de regresión obtenida es:

$$A_1 = 0.8336 \cdot T_1 + 6.1862 \text{ con } R^2 = 0.84 .$$

Para **T2RN4401** la ecuación de regresión obtenida es:

$$A_2 = 0.8243 \cdot T_2 + 6.0372 \text{ con } R^2 = 0.88 .$$

Donde:

$A_1$  y  $A_2$  son las salidas de la red neuronal **T1RN4551** y **T2RN4401** respectivamente.

$T_1$  y  $T_2$  son los objetivos con que se entrenaron las redes y se corresponden con los consumos de vapor experimentales de los turbogeneradores 1 y 2 respectivamente.

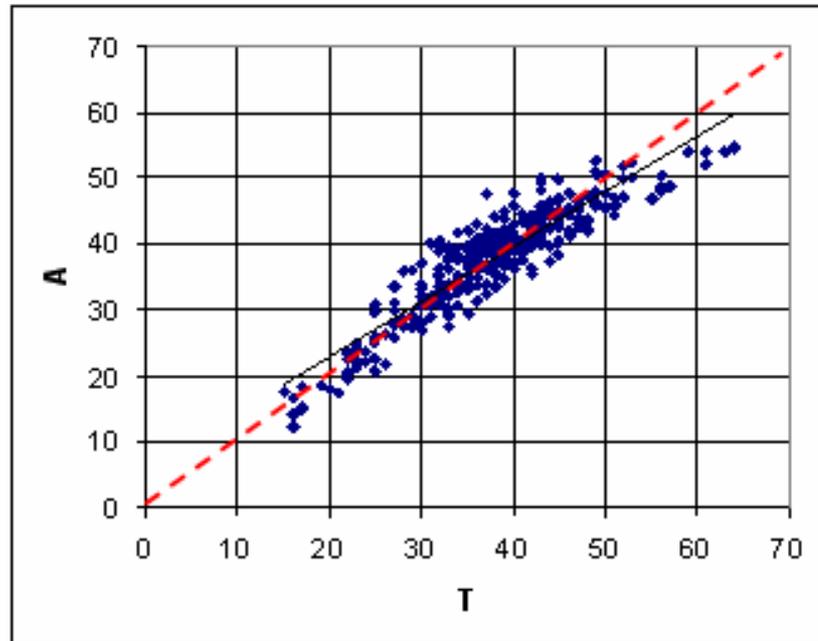


Figura 2.10 Correlación entre la salida de la red T1RN4551 y los objetivos.

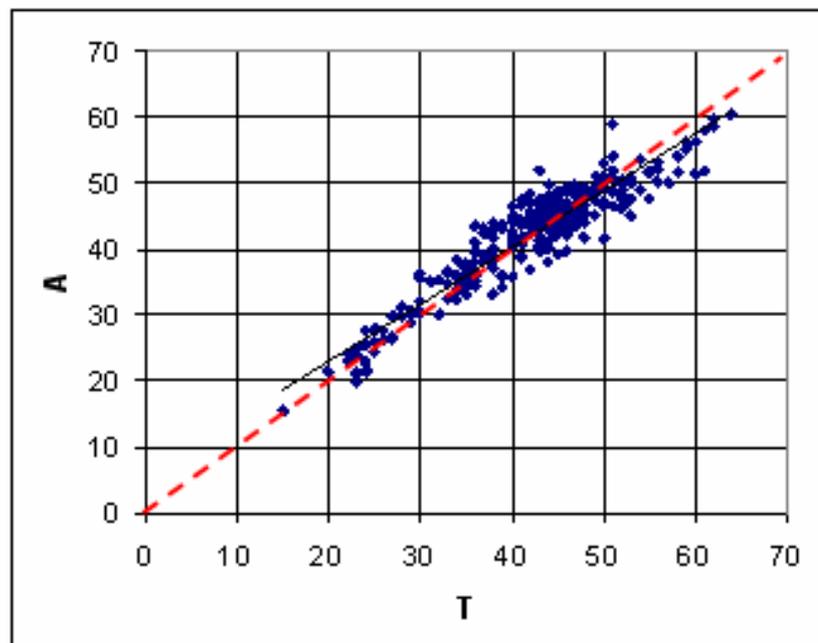


Figura 2.11 Correlación entre la salida de la red T2RN4401 y los objetivos.

Se puede apreciar que a pesar de ser este un problema complejo, los valores de consumo de vapor obtenidos por los modelos neuronales siguen razonablemente bien el consumo real de los turbogeneradores con coeficientes de correlación  $R^2$  de 0.84 y 0.88 lo que sirve de validación al modelo obtenido.

Otro análisis realizado es la comparación con el modelo dado por el fabricante. Esta se realizó para carga variable y parámetros del vapor  $P_0=18 \text{ kg/cm}^2$ ,  $T_0=310 \text{ °C}$  y  $P_2=2 \text{ kg/cm}^2$  a partir del modelo desarrollado en el epígrafe 2.2.1. Los resultados se muestran en las Figuras 2.12 y 2.13. Se puede apreciar que siguen las mismas tendencias, pero con un consumo mayor al dado por el modelo del fabricante. Este comportamiento era esperado y se explica por una disminución en el rendimiento relativo efectivo de las turbinas debido a desgastes y daños mecánicos durante la explotación (ver Anexo 3).

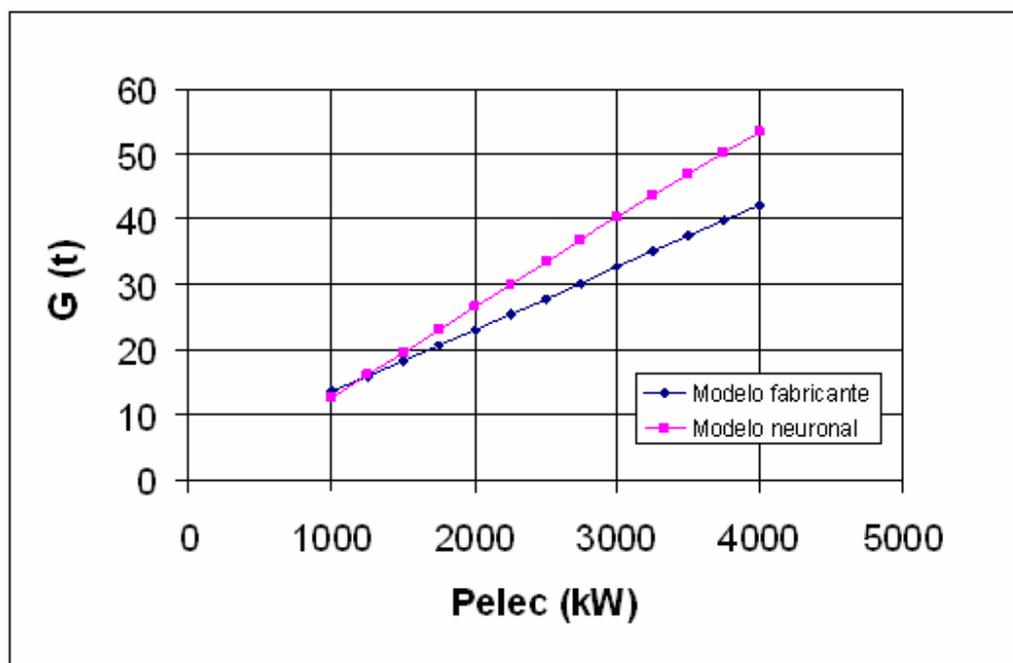


Figura 2.12 Resultados de consumo de vapor del Turbogenerador 1 en función de la potencia eléctrica según modelo neuronal y modelo del fabricante.

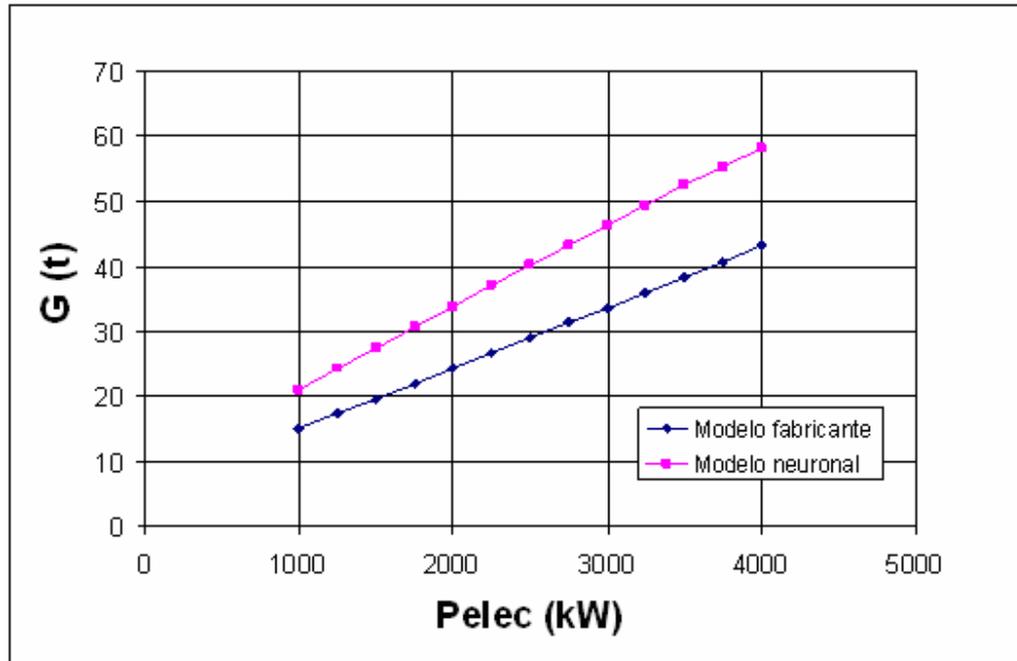


Figura 2.13 Resultados de consumo de vapor del Turbogenerador 2 en función de la potencia eléctrica según modelo neuronal y modelo del fabricante.

### 2.3 Consumo de vapor de la fábrica.

Como la cantidad de calor demandado por la fábrica para el proceso de producción, y por tanto el flujo de vapor para unos parámetros especificados, es quien determina la cantidad de energía eléctrica que se puede generar, es necesario obtener el modelo de vapor a proceso que se manifiesta en este caso como una restricción.

La división del proceso de producción de azúcar de caña en una etapa continua (extracción, clarificación y evaporación) seguida de otra discontinua (cristalización y centrifugación), tomando en consideración las características inestables del suministro de caña a la fábrica, hace que la estabilidad de la operación sea vital en el cumplimiento de los parámetros del ciclo energético.

En este caso el vapor requerido en la parte continua lo constituye el vapor de escape de los turbogeneradores (generado en las calderas), mientras que el vapor necesario en la discontinua es suministrado por la parte anterior. Es decir, el vapor a tachos se genera en los evaporadores.

El flujo de vapor a proceso en cada instante además está marcado por las inestabilidades que pueden producirse en la operación de estas dos etapas por dificultades en el propio proceso de cristalización,

por la disponibilidad del equipamiento necesario o por falta de capacidades de almacenamiento de cualquiera de los productos intermedios.

Todo esto unido a la variación en el grado de ensuciamiento de las superficies de intercambio térmico, hacen que el consumo de vapor fluctúe periódicamente. Es común expresar el vapor a proceso como consumo de vapor por tonelada de caña [18] expresado en porciento. Para obtener este valor a partir de los datos disponibles se tienen en cuenta las siguientes consideraciones:

- Siempre que el central está moliendo, el vapor a proceso es suministrado por los turbogeneradores de manera que el flujo de vapor por reductora es nulo.

- Se define como flujo de vapor a proceso la cantidad total de vapor de escape suministrado por los turbogeneradores y esta dado por el consumo del proceso más las pérdidas que se producen en las redes de distribución.

- Se emplean los valores de flujo resultante de los dos turbogeneradores a partir de las lecturas horarias de una muestra de los turnos en los cuales el central molió por encima del 80% durante la zafra (Anexo 4).

Con los valores de flujo, se obtiene el valor de flujo esperado o más probable para esta instalación que es de 88.3 t/h (Anexo 5). Con este dato y con la norma potencial (168 t/h) se obtiene entonces 52.55 % vapor/caña.

#### **2.4 Demanda eléctrica del ingenio.**

La demanda eléctrica de un central totalmente electrificado puede relacionarse con la cantidad de caña procesada [11, 12] y será necesaria conocerla para poder determinar si se exporta o importa energía del S.E.N. durante un determinado régimen operacional. Para la obtención de este modelo se siguió el procedimiento que se explica a continuación:

- Se seleccionaron los turnos en los cuales el central molió por encima del 80% durante la zafra.

- Se tomaron las lecturas de los metros contadores de energía activa de los dos generadores y del transformador de enlace cada 8 horas, es decir, al inicio de cada turno. Con estas lecturas y los

factores del metro correspondiente se calculan las energías producidas por cada generador E1 y E2, en kWh, la energía consumida del SEN durante el turno Ec, en kWh y la energía exportada al S.E.N durante el turno Ev, en kWh.

- La potencia media demandada por la operación del central durante el turno se calcula como:

$$P_c = \frac{[(E1 + E2) + E_c - E_v]}{8 \text{ horas}}$$

En los datos de consumo obtenidos hay aproximación, dada porque lo que se determina es la demanda media a partir de los metros contadores y porque además se desprecian las paradas durante el turno y por lo tanto no se consideran los transientes energéticos no asociados con la producción. Si embargo, la aproximación es buena, ya que con la selección de aquellos turnos de trabajo en los que se molió por encima del 80%, se están desechando aquellos cuyo tiempo de interrupciones los aparta excesivamente de la 8 horas de trabajo. Por otro lado el procedimiento es el más adecuado ante la disponibilidad de instrumentos de campo ya que no se cuenta con un metro totalizador del consumo.

- El dato de toneladas de caña procesada (TC) se obtiene a partir de los reportes oficiales [9]. A partir de la caña total molida durante el turno se calcula la molida media horaria.

Los datos obtenidos de la forma anteriormente descrita se encuentran tabulados en el Anexo 6. Estos datos suministrados como pares  $(TC_i, Pc_i)$  son procesados en el STATGRAPHICS 5.0

determinando para cada componente  $TC_i$  del vector  $\overline{TC}$  la función lineal  $F$  que la relaciona con las componentes  $Pc_i$  del vector  $\overline{Pc}$ , esto es:

$$\overline{Pc} = F(\overline{TC})$$

El STATGRAPHICS 5.0 permite realizar una prueba de rechazo (utilizando la opción de los residuales inusuales) dando una garantía contra las observaciones malas y protege de cometer errores groseros.

Los resultados del ajuste se muestran en el Anexo 7. La demanda eléctrica del central ( $P_c$ ) queda definida por la expresión:

$$P_c = 12.89 \cdot TC + 2346.41 \quad (\text{kW})$$

Donde  $TC$  es la razón de molida en toneladas de caña.

## **2.5 Conclusiones parciales.**

1-El modelo más adecuado para los turbogeneradores, que considera no solo los parámetros desviados del vapor, sino el deterioro del rendimiento de los mismos, está basado en redes neuronales artificiales.

2-Los modelos obtenidos para los turbogeneradores responden satisfactoriamente y los resultados de la simulación se correlacionan con los datos experimentales con un  $R^2 > 0.8$  para ambos casos.

3-Los modelos neuronales obtenidos para ambos turbogeneradores a partir de datos experimentales reflejan una mayor demanda de vapor que los modelos del fabricante para las mismas condiciones operacionales, lo que está relacionado con el deterioro del rendimiento relativo interno de las turbinas debido a desgastes y daños mecánicos durante la explotación.

4-A partir de la información disponible y del análisis estadístico se obtienen satisfactoriamente los modelos de vapor a proceso y de demanda eléctrica.

# *CAPITULO III*

## CAPÍTULO 3

### DESARROLLO DEL MÉTODO. RESULTADOS.

En este capítulo se describe el método propuesto para obtener la distribución de carga entre los turbogeneradores. Para este propósito se emplea un algoritmo genético (AG) como núcleo de la aplicación. El AG constituye la técnica para buscar la combinación de carga de los turbogeneradores cuya suma sea máxima y a la vez no implique superar la demanda de vapor requerida por el proceso.

#### 3.1 Fundamentos de los Algoritmos Genéticos.

La solución de problemas de cómputo complejos ha llevado a la necesidad de desarrollar técnicas no convencionales, entre las que se encuentran aquellas inspiradas en modelos biológicos. Un modelo que explica la destreza de los organismos vivos para perpetuarse a través de una descendencia exitosa es el proceso de evolución natural. Este modelo ha servido para proponer soluciones novedosas a diversos problemas en el campo de la ingeniería a partir de métodos de computación evolutiva, dentro de los que se encuentran los AG.

Los AG constituyen una representación del modelo evolutivo, de manera que un problema específico actúa como medio ambiente dentro del cual se desempeña una población formada por individuos que son soluciones candidatas del problema en cuestión. Cada uno de estos individuos (fenotipo), está formado por la información contenida en su genoma (genotipo) y que bien pueden ser las variables independientes cuyo valor se desea conocer.

Similarmente a como se propone para la evolución natural, los AG tienden a encontrar mejores soluciones al problema de manera progresiva, gracias a la “renovación del material genético” en la población por medio de los llamados operadores genéticos. La adaptación de los individuos a su ambiente, se determina por la función de aptitud (función *fitness*), la cual constituye una medida de la calidad de la solución.

Los elementos básicos de un AG son: la selección de las soluciones basados en sus bondades, la reproducción por cruzamiento, y la mutación para cambiar aleatoriamente los genes. La

combinación adecuada de estos elementos aplicada iterativamente sobre una población de individuos ofrece un mecanismo de evolución que nos acerca a la solución del problema.

En general, el AG procede como sigue:

1-Generación aleatoria o heurística de una población inicial,  $P(0)$ .

2-En cada ciclo evolutivo  $t$  (generación), se selecciona un subconjunto de individuos  $P'(t)$ , después de ser evaluados bajo el criterio predefinido por la función de aptitud para reproducirse. Los individuos más aptos tienen más posibilidades de reproducirse, mientras los menos aptos tienden a desaparecer.

3-Se modifica la población seleccionada, para encontrar nuevos puntos en el espacio de búsqueda, aplicando operadores genéticos como el cruzamiento y la mutación.

4-Se introducen los nuevos individuos  $P''(t)$  en la población de la siguiente generación  $P(t+1)$  y se repite el proceso a partir de la selección de los más aptos.

5-El fin de la búsqueda queda condicionada a un número determinado de generaciones, a la obtención de un valor aceptable de la función de aptitud, etc.

El seudocódigo de un AG básico es el siguiente [10, 22]:

comenzar

$t=0$

inicializar  $P(t)$

evaluar  $P(t)$

mientras (no condición de término) hacer:

$t=t+1$

seleccionar  $P(t)$  a partir de  $P(t-1)$

cruzamiento y/o mutación  $P(t)$

evaluar  $P(t)$

fin

fin

El cruzamiento permite al proceso evolutivo moverse hacia mejores regiones en el espacio de búsqueda, mientras que la mutación previene de una convergencia prematura hacia óptimos locales, al muestrear aleatoriamente nuevos puntos del espacio de búsqueda.

Los elementos de búsqueda que se combinan en los AG (búsqueda determinística y estocástica) presentan algunas ventajas con relación a otros métodos basados en gradientes, aleatorios, exhaustivos, etc. Entre las ventajas de los AG se pueden mencionar las siguientes:

- No necesitan un conocimiento auxiliar del problema, tales como derivadas o buenas suposiciones iniciales.
- Exploran simultáneamente muchos puntos del espacio de búsqueda y por tanto, evitan más fácilmente la convergencia hacia un óptimo local.
- Alcanzan un buen equilibrio entre la explotación de las mejores soluciones y la exploración del espacio de búsqueda.

Para aprovechar estas ventajas, se utilizan las funciones de AG del toolbox del Matlab 7.0 para resolver el problema propuesto y encontrar la distribución de carga entre los turbogeneradores.

### **3.2 Implementación del AG.**

#### *3.2.1 Función de aptitud empleada.*

La función de aptitud juega un papel fundamental en la clasificación potencial de las soluciones en términos de sus características; es el criterio de optimización y evaluación de la calidad de los individuos. Se desarrolla a partir de los valores del fenotipo y da como resultado la calidad o aptitud del individuo.

El objetivo del AG es maximizar la potencia eléctrica generada manteniendo la demanda de vapor requerida para esto igual a la necesaria para el proceso. Como el AG en el Matlab está diseñado para minimizar una función, entonces se modifica el problema y se plantea como la búsqueda del mínimo del inverso de la potencia total. Por otro lado, la condición impuesta de igualar el consumo de vapor

total de los turbogeneradores a la demanda del proceso, puede incluirse como parte de la función objetivo si se plantea minimizar el error entre la demanda de vapor del proceso y la cantidad de vapor dada por el modelo de consumo de los turbogeneradores para la potencia eléctrica generada. Por lo tanto, las funciones que se emplean en el AG, cada una de las cuales constituye una función objetivo, son las siguientes:

$$f_1 = \frac{1}{\sum_{i=1}^n Pelec_i} \quad (3.1)$$

$$f_2 = \left| G_{proceso} - \sum_{i=1}^n G_i \right| \quad (3.2)$$

Donde:

$Pelec_i$  es la potencia eléctrica generada por el i-ésimo turbogenerador, en kW.

$G_{proceso}$  es la demanda de vapor del proceso, en t.

$G_i$  es la demanda de vapor del i-ésimo turbogenerador para generar la potencia  $Pelec_i$ , en t. Este consumo está dado por el modelo neuronal de los turbogeneradores para unos parámetros de vapor especificados.

La función de aptitud a minimizar es:

$$M = f_1 + f_2 \quad (3.3)$$

El cálculo de M se repite para cada nuevo individuo (nuevo conjunto de distribución de carga entre los turbogeneradores) hasta que se cumplen los requisitos de parada del AG. Un diagrama esquemático del modelo completo se muestra en la Figura 3.1.

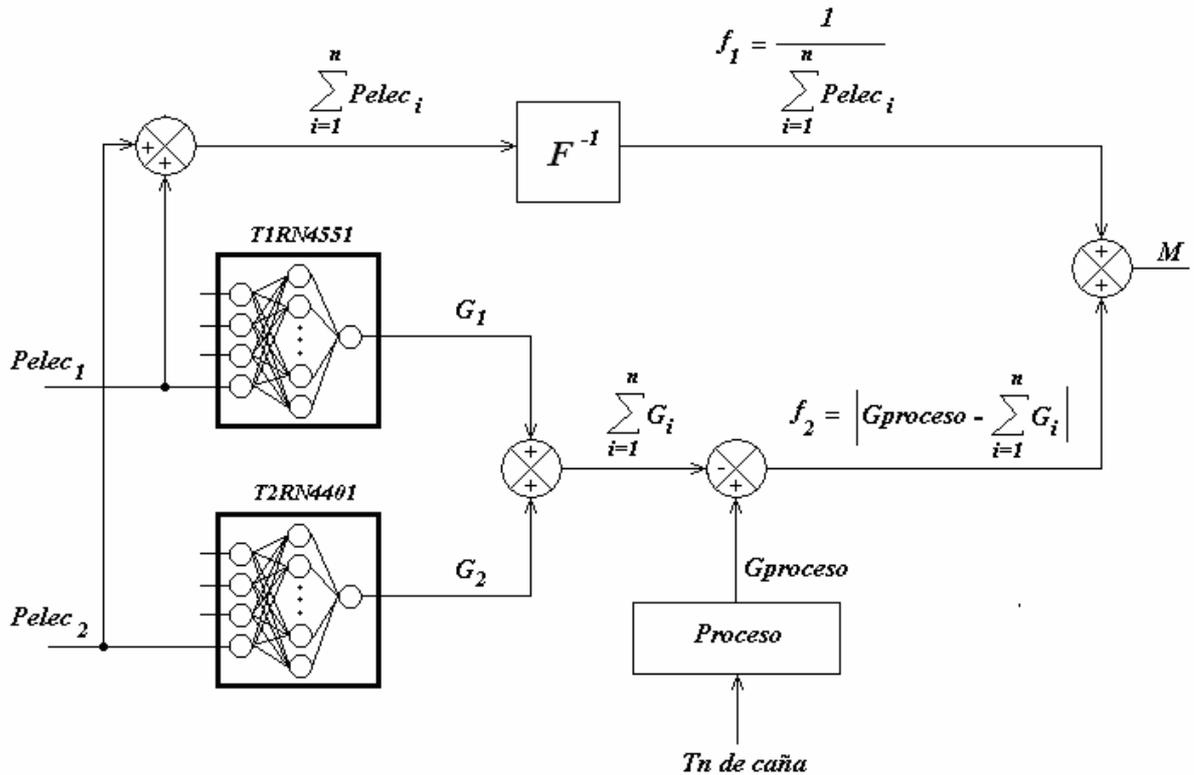


Figura 3.1 Modelo para la distribución de carga entre los turbogeneradores.

### 3.2.2 Tamaño de la población y población inicial.

La población es construida usando individuos. Cada individuo representa una posible solución al problema y constituye un vector de solución en el espacio del problema. La codificación empleada para representar la distribución de carga entre los turbogeneradores es una cadena  $\vec{Y}$  de variables reales. Para este caso de dos turbogeneradores, el individuo  $k$  de la generación  $t$  es definido por:

$$\vec{Y}_k^t = (y(1,k), y(2,k)) \quad \text{para } 1 \leq k \leq n \quad (3.4)$$

Donde  $y(i,k)$  son los genes del individuo y cuyos valores numéricos son los valores de potencia eléctrica generadas por cada turbogenerador. La Figura 3.2 muestra la matriz para  $n$  individuos y las potencias eléctricas generadas por los dos turbogeneradores que intervienen en el problema a tratar.

## Carga de los turbogeneradores

		$Pelec_1$	$Pelec_2$
I n d i v i d u o s	<b>1</b>	$y(1,1)$	$y(2,1)$
	<b>2</b>	$y(1,2)$	$y(2,2)$
	<b>3</b>	$y(1,3)$	$y(2,3)$
	·	·	·
	·	·	·
	·	·	·
<b>n</b>	$y(1,n)$	$y(2,n)$	

Figura 3.2 Código empleado para la población del AG con n individuos.

El tamaño de la población (número de individuos) afecta la solución del AG y la eficiencia de la simulación. Una gran población casi siempre está asociada con un tiempo de la simulación más largo, que influye en la razón de convergencia. Con una población pequeña, se corre el riesgo de converger a un óptimo local. El tamaño de la población empleado para este caso es de 100 individuos, los cuales, como es común, se generan de manera completamente aleatoria.

### 3.2.3 Operadores genéticos y criterios de parada.

Las opciones de reproducción indican como el algoritmo genético crea la próxima generación. Estas opciones son:

- *Operador elitista*: Este operador conserva las mejores soluciones encontradas, manteniendo un grupo de ellas en la próxima generación. Esta permanencia asegura que la mejor solución no se pierda cuando se pasa de una generación a otra. La mejor solución reemplaza a un individuo

seleccionado aleatoriamente en la próxima generación. En este trabajo se emplea el predeterminado en el Matlab para la función *Elitecount*, cuyo valor es 2.

- *Fracción de cruzamiento*: Especifica que fracción de la próxima generación, que no sean los individuos élites, son obtenidos por cruzamiento. También en este análisis se emplea la predeterminada, o sea,  $CrossoverFraction = 0.8$ .

- *Operador de selección*: Este operador aporta a la técnica de búsqueda mayor potencia y robustez. Se emplea una función de selección *uniforme estocástica*. Esta es la función predefinida en el toolbox de algoritmo genético del Matlab 7.0, la cual traza una línea en la que cada padre corresponde a una sección de la línea, de longitud proporcional a su valor escalado. El algoritmo se mueve a lo largo de la línea con pasos de igual tamaño. A cada paso, el algoritmo localiza un padre de la sección en la cual se detiene. El primer paso es un número aleatorio uniforme menos el tamaño del paso.

- *Operador de cruzamiento*: Las opciones de cruzamiento especifican cómo el algoritmo genético combina a dos individuos, o padres, para crear un nuevo individuo para la próxima generación. La función de cruzamiento empleada es *heurística* con una proporción  $R = 1,5$ . Si  $p1$  y  $p2$  son los individuos seleccionados para reproducirse y  $p1$  es el padre con mejor función de aptitud, la función de cruzamiento *heurística* devuelve como nuevo individuo:  $p3 = p2 + R \cdot (p1 \cdot p2)$ .

- *Operador de mutación*: El propósito de la mutación es introducir una perturbación ligera para aumentar la diversidad de individuos después del cruzamiento, previniendo a los individuos de aglomerarse y causar convergencia prematura de solución. Se toma como probabilidad de mutación 0,01.

Como se conoce, el algoritmo va obteniendo progresivamente mejores soluciones y detiene la búsqueda cuando cumple los requerimientos de parada impuestos. En este caso se especifica como criterio de parada un *fitness límite* con un valor adecuadamente pequeño ( $1 \cdot 10^{-15}$ ), o sea, cada corrida cesa cuando el valor de la función de aptitud del mejor individuo está por debajo de este

valor. Esto significa convergencia y obtención de parámetros del modelo que garantizan un error prácticamente igual a cero de los valores de corrientes y potencias calculados con relación a los valores de referencia.

También el algoritmo se detiene cuando no hay cambios en el valor de la función de aptitud del mejor individuo durante un número de generaciones igual a 50, especificada por la función *StallGenLimit*.

Por último, existe la opción de detener el proceso por decisión del usuario mediante el botón *stop* en la ventana de gráfico que muestra el comportamiento del algoritmo para cada generación.

#### *3.2.4 Restricciones y tratamiento de las mismas.*

La penalización se aplica frecuentemente para manejar restricciones en los algoritmos evolutivos. Esta técnica convierte el problema original en un problema sencillo, castigando las violaciones de las condiciones especificadas como restricciones.

El método de penalización es simple en su concepto y aplicación. En el caso de este trabajo, es posible que aparezcan conjuntos de combinaciones en las cuales alguna de las potencias generadas supere la potencia nominal del generador. Estos constituyen individuos no factibles o ilegales que deben ser desechados, pues violan los límites operacionales. Para manejar estos individuos se penaliza la función de aptitud cuando encuentre valores de potencia eléctrica generada fuera del rango permisible.

La penalización consiste en asignar valores extremadamente altos a la función  $M$  si algún elemento  $0 \leq y(i,k) > 4000 \text{ kW}$ , lo que hace que la función  $M$  se aleje del mínimo.

Otra forma de considerar las restricciones consiste en la aplicación de procedimientos que obliguen a su cumplimiento, los que se desarrollan para el problema específico que se quiere resolver. Utilizando la función  $f_2$  como una restricción adicional, se logra que el consumo de vapor del proceso sea garantizado y se mantenga muy cercano a los valores calculados por el modelo neuronal de los turbogeneradores según capítulo anterior.

### 3.3 Aplicación desarrollada.

La aplicación desarrollada en Matlab 7.0 se muestra en el Anexo 8. La función objetivo que describe el comportamiento del modelo según la Figura 3.1, se desarrolló como una función del Matlab llamada FADAPT. Esta es empleada cuando se manda a correr el script file llamado AGENET, que es el programa para aplicar AG a este modelo, A su vez esta emplea las dos funciones T1RN4551 y T2RN4401 que son las correspondientes a los modelos neuronales de los dos turbogeneradores. Cuando se manda a realizar la corrida se requiere introducir los datos solicitados en el Command Window del Matlab como se muestra en la Figura 3.3.

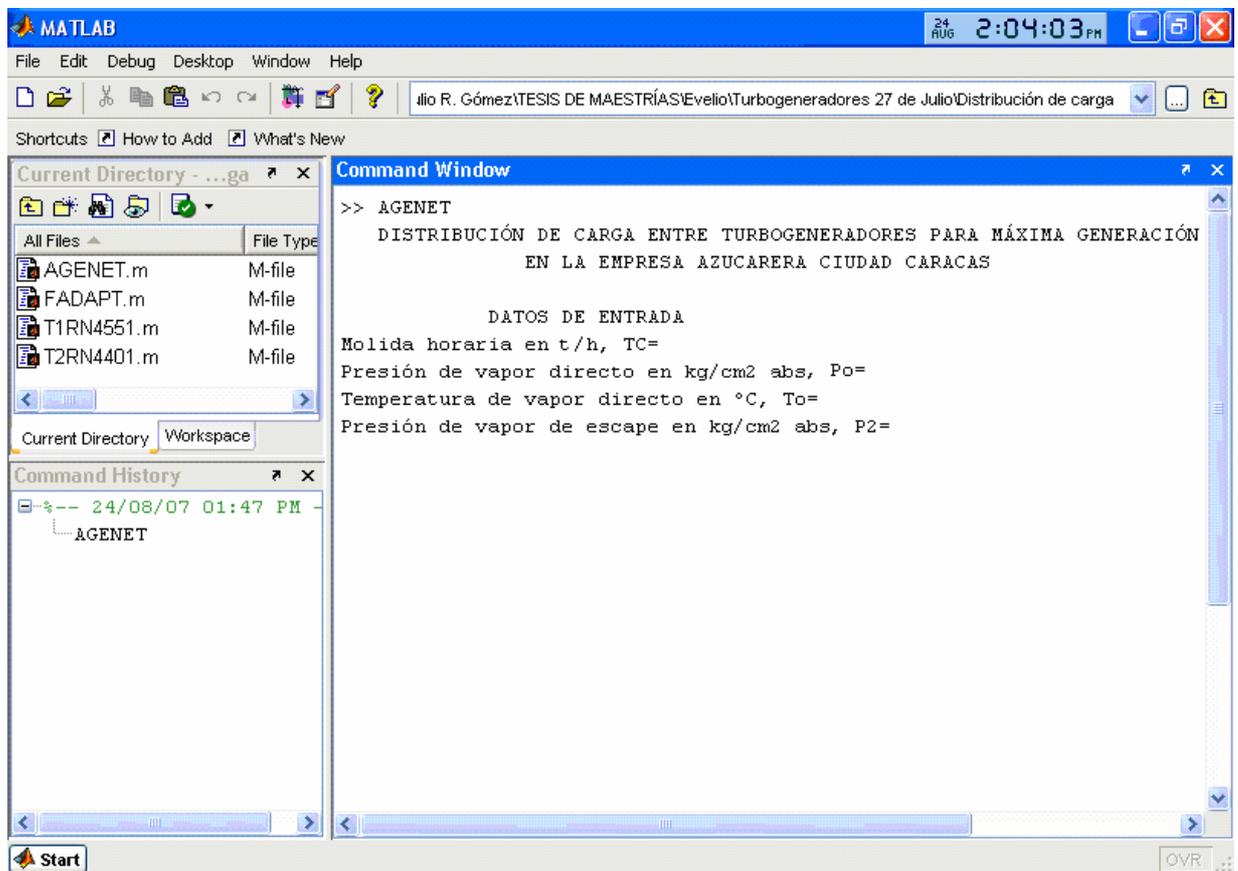


Figura 3.3 Pantalla mostrando la solicitud de datos del programa AGENET.

Una vez introducidos los datos el programa inicia la búsqueda de la carga asignada a cada generador para satisfacer la demanda de vapor en el proceso de manera que se obtenga la máxima generación posible. Esta información es mostrada junto con otros datos que permiten realizar análisis adicionales en el formato que se muestra en la Figura 3.4.

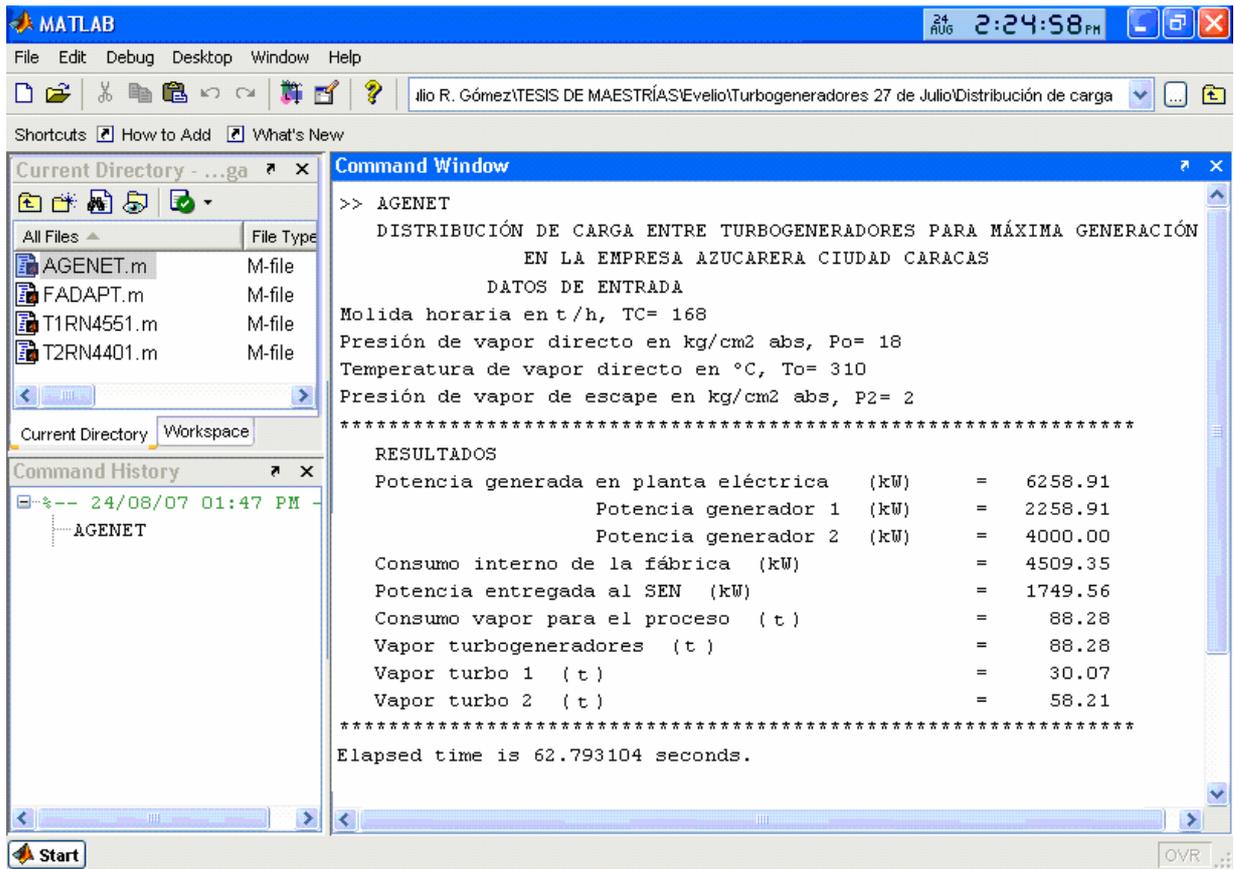


Figura 3.4 Reporte de una corrida del algoritmo.

### 3.4 Análisis de los resultados.

Para realizar un análisis de los resultados que se obtienen con el modelo propuesto se plantean los dos casos siguientes:

**Caso 1:** Parámetros nominales del vapor y regímenes de molida del (80, 90 y 100% de la norma potencial.)

**Caso 2:** Parámetros reducidos (media y baja presión) y régimen de molida igual a la norma potencial.

DATOS DE ENTRADA **Caso 1A** (100% de molida)

Molida horaria en t/h, TC= 168.000

Presión de vapor directo en kg/cm2(abs), Po= 18

Temperatura de vapor directo en °C, To= 310

Presión de vapor de escape en kg/cm2(abs), P2= 2

\*\*\*\*\*

RESULTADOS

Potencia generada en planta eléctrica (kW)	=	6258.91
Potencia generador 1 (kW)	=	2258.91
Potencia generador 2 (kW)	=	4000.00
Consumo interno de la fábrica (kW)	=	4509.35
Potencia entregada al SEN (kW)	=	1749.56
Consumo vapor para el proceso (t)	=	88.28
Vapor turbogeneradores (t)	=	88.28
Vapor turbo 1 (t)	=	30.07
Vapor turbo 2 (t)	=	58.21

\*\*\*\*\*

Elapsed time is 32.389330 seconds.

DATOS DE ENTRADA **Caso 1B** (90% de molida)

Molida horaria en t/h, TC= 151.200

Presión de vapor directo en kg/cm2(abs), Po= 18

Temperatura de vapor directo en °C, To= 310

Presión de vapor de escape en kg/cm2(abs), P2= 2

\*\*\*\*\*

RESULTADOS

Potencia generada en planta eléctrica (kW)	=	5623.14
Potencia generador 1 (kW)	=	1623.14
Potencia generador 2 (kW)	=	4000.00
Consumo interno de la fábrica (kW)	=	4274.80

Potencia entregada al SEN (kW) = 1348.34  
Consumo vapor para el proceso (t) = 79.46  
Vapor turbogeneradores (t) = 79.46  
Vapor turbo 1 (t) = 21.24  
Vapor turbo 2 (t) = 58.21

\*\*\*\*\*

Elapsed time is 26.384059 seconds.

#### DATOS DE ENTRADA **Caso 1C** (80% de molida)

Molida horaria en t/h, TC= 134.400

Presión de vapor directo en kg/cm2(abs), Po= 18

Temperatura de vapor directo en °C, To= 310

Presión de vapor de escape en kg/cm2(abs), P2= 2

\*\*\*\*\*

#### RESULTADOS

Potencia generada en planta eléctrica (kW) = 4983.50  
    Potencia generador 1 (kW) = 983.50  
    Potencia generador 2 (kW) = 4000.00  
Consumo interno de la fábrica (kW) = 4040.26  
Potencia entregada al SEN (kW) = 943.24  
Consumo vapor para el proceso (t) = 70.63  
Vapor turbogeneradores (t) = 70.63  
Vapor turbo 1 (t) = 12.42  
Vapor turbo 2 (t) = 58.21

\*\*\*\*\*

Elapsed time is 26.781405 seconds.

#### DATOS DE ENTRADA **Caso 2A** (100% de molida y presión intermedia)

Molida horaria en t/h, TC= 168

Presión de vapor directo en kg/cm2(abs), Po= 16

Temperatura de vapor directo en °C, To= 295

Presión de vapor de escape en kg/cm2(abs), P2= 2

\*\*\*\*\*

RESULTADOS

Potencia generada en planta eléctrica (kW) = 6066.54  
Potencia generador 1 (kW) = 2066.54  
Potencia generador 2 (kW) = 4000.00  
Consumo interno de la fábrica (kW) = 4509.35  
Potencia entregada al SEN (kW) = 1557.19  
Consumo vapor para el proceso (t) = 88.28  
Vapor turbogeneradores (t) = 88.28  
Vapor turbo 1 (t) = 28.98  
Vapor turbo 2 (t) = 59.30

\*\*\*\*\*

Elapsed time is 29.379919 seconds.

DATOS DE ENTRADA **Caso 2B** (100% de molida y baja presión)

Molida horaria en t/h, TC= 168

Presión de vapor directo en kg/cm2(abs), Po= 14

Temperatura de vapor directo en °C, To= 280

Presión de vapor de escape en kg/cm2(abs), P2= 2

\*\*\*\*\*

RESULTADOS

Potencia generada en planta eléctrica (kW) = 5876.37  
Potencia generador 1 (kW) = 1876.37  
Potencia generador 2 (kW) = 4000.00  
Consumo interno de la fábrica (kW) = 4509.35  
Potencia entregada al SEN (kW) = 1367.03  
Consumo vapor para el proceso (t) = 88.28  
Vapor turbogeneradores (t) = 88.28  
Vapor turbo 1 (t) = 27.92  
Vapor turbo 2 (t) = 60.36

\*\*\*\*\*

Elapsed time is 28.165337 seconds.

Las afectaciones en la molienda y en los parámetros del vapor inciden directamente en la disminución de la generación total.

Como puede apreciarse también para todos los casos analizados se producen excedentes de potencia para ser exportados al SEN.

Para todos los casos analizados la distribución de carga obtenida por el programa indica cargar de una vez hasta su potencia nominal al turbogenerador 2 y generar el resto de la potencia con el turbogenerador 1 hasta satisfacer las necesidades térmicas del proceso.

Este patrón de comportamiento se debe a que en la región formada por la intersección de los planos potencia-consumo (kW-G) de los dos turbogeneradores, la potencia total generada para una distribución de carga que satisfaga la demanda térmica del proceso forma un plano como se ve en la Figura 3.5. La intersección de este con otro plano normal a G1-G2 y que representa consumo de vapor constante, es una línea recta en el espacio (línea roja para el caso de 88 t/h). La generación total para un consumo de vapor se mueve por esa línea y es máxima cuando la distribución de carga obedece a una cargabilidad mayor del turbogenerador 2.

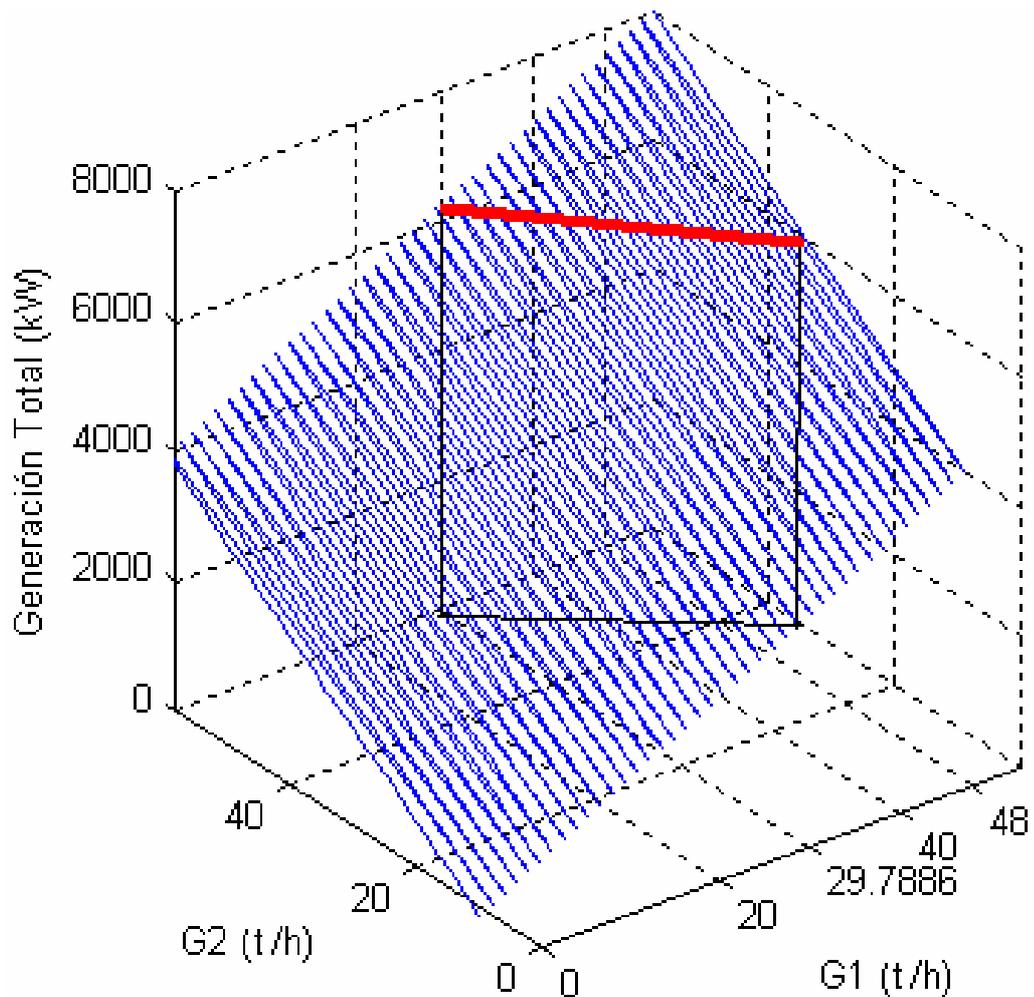


Figura 3.5 Región de operación para  $P_0=18 \text{ Kg/cm}^2$ ,  $T_0=310 \text{ °C}$  y  $P_2=2 \text{ Kg/cm}^2$ .

Como el % de vapor/caña obtenido según el epígrafe 2.3, define el flujo de vapor al proceso, lo cual es una condición que debe ser satisfecha por el algoritmo de búsqueda, a continuación se hace un análisis de la carga asumida por cada turbogenerador variando este indicador. Como se aprecia en la Tabla 3.1, en el rango de variación del % de vapor/caña analizado, la distribución de carga se comporta de forma análoga a lo casos anteriores donde el turbogenerador 2 es quien debe llevar la mayor carga.

Tabla 3.1 Influencia en las indeterminaciones del flujo de vapor de proceso sobre la distribución de carga de los turbogeneradores.

% de vapor/caña	49.92	52.55	55.17
% Carga asumida Turbogenerador 1	32.66	36.09	39.18

% Carga asumida Turbogenerador 2	67.34	63.91	60.82
----------------------------------	-------	-------	-------

### 3.5 Comparación entre el criterio actual de distribución y la propuesta por el modelo.

Desde su puesta en explotación la planta eléctrica de la EA “Ciudad Caracas” se ha operado bajo criterios prácticos, sin ningún estudio anterior que fundamente la distribución de carga asumida.

Para realizar la comparación entre esta forma de operación y la distribución de carga recomendada por el modelo, se parte de obtener la distribución esperada de flujos de vapor entre los turbogeneradores la cual define el modo de operación actual.

Los datos de porcentaje de distribución de flujo se muestran en el Anexo 4 como %G1 y %G2 para los turbogeneradores 1 y 2 respectivamente. Estos representan el porcentaje de flujo del total demandado por el proceso (GT) que se aporta con cada turbogenerador.

El análisis de la muestra de datos procesados en STATGRAPHICS 5.0 se expone en el Anexo 9.

Los resultados de este análisis indican que el valor esperado del porcentaje de flujo aportado por el turbogenerador 1 es %G1=47.32% y para el turbogenerador 2 %G2=52.68%.

Para unas condiciones operacionales determinadas que demandan un flujo total GT, distribuido según los porcentajes anteriores, se obtiene de los modelos neuronales T1RN4551 y T2RN4401 las potencias generadas por cada turbogenerador que satisfacen la demanda de vapor total (GT) con la filosofía de operación actual. La potencia total generada se compara con la que se obtendría si se operara de acuerdo con el modelo propuesto en el epígrafe 3.3 y se obtiene la potencia  $\Delta Pelec$  que representa el incremento de potencia esperado si se opera de acuerdo con la distribución de carga propuesta. Para esto se desarrolló un algoritmo en Matlab 7.0 que se representa por el diagrama de la Figura 3.6.

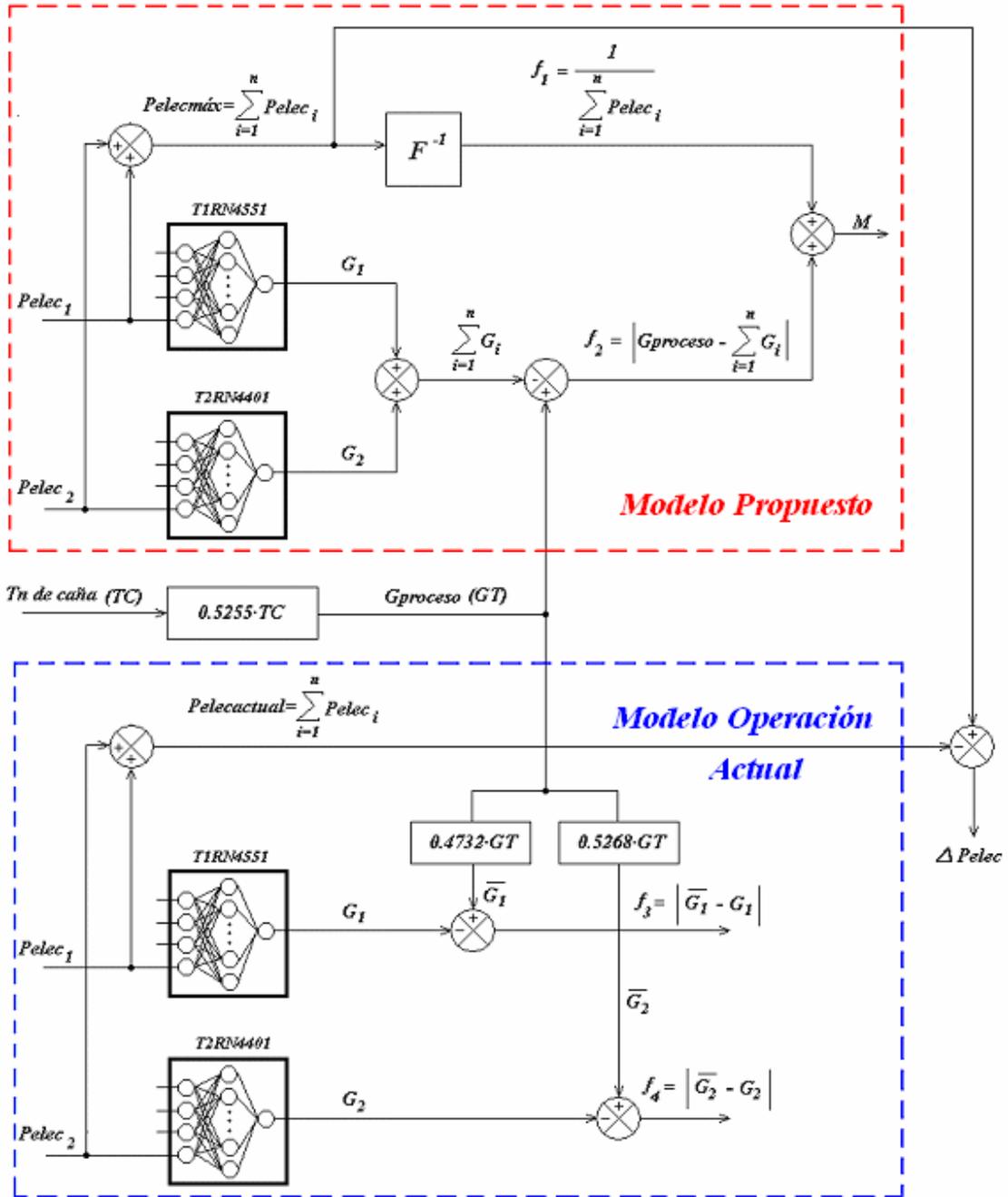


Figura 3.6 Diagrama del algoritmo de comparación entre los modos de operación.

Partiendo de condiciones operacionales nominales y con una razón de molida igual a la norma potencial se obtienen los resultados siguientes:

COMPARACION DE DISTRIBUCIÓN DE CARGA ENTRE TURBOGENERADORES PARA MODOS DE OPERACIÓN PROPUESTO Y ACTUAL EN LA EA CIUDAD CARACAS.

DATOS DE ENTRADA

Molida horaria en t/h, TC= 168

Presión de vapor directo en kg/cm2 abs, Po= 18

Temperatura de vapor directo en °C, To= 310

Presión de vapor de escape en kg/cm2 abs, P2= 2

\*\*\*\*\*

#### RESULTADOS PARA MODO DE OPERACIÓN PROPUESTO

Potencia generada en planta eléctrica (kW) = 6258.91

Potencia generador 1 (kW) = 2258.91

Potencia generador 2 (kW) = 4000.00

Consumo vapor para el proceso (t) = 88.28

\*\*\*\*\*

\*\*\*\*\*

#### RESULTADOS PARA MODO DE OPERACIÓN ACTUAL

Potencia generada en planta eléctrica (kW) = 6119.24

Potencia generador 1 (kW) = 3112.66

Potencia generador 2 (kW) = 3006.58

\*\*\*\*\*

#### INCREMENTO DE LA POTENCIA GENERADA

OPERANDO DEL MODO PROPUESTO (kW) = 139.66

\*\*\*\*\*

Elapsed time is 20.675163 seconds.

Empleando la proyección realizada para la próxima zafra (81 días efectivos) con un tiempo de operación es de 1944 h y los resultados anteriores se cuantifican el incremento potencial de energía generada que puede ser, en este caso, exportado al SEN.

$$\Delta P_{gen} = 139.66 \text{ kW} \cdot 1944 \frac{h}{año} = 271499 \frac{kWh}{año} \approx 271.5 \frac{MWh}{año}$$

### 3.6 Conclusiones parciales.

1- El régimen de operación que garantiza mayor generación con el mismo consumo de vapor para unos parámetros de molida y vapor especificados es el que esta determinado al cargar de una vez

hasta su potencia nominal al Turbogenerador 2 y suplir el resto de la demanda de vapor con el Turbogenerador 1.

2- Las variaciones en la estimación del porcentaje de vapor en caña no afectan cualitativamente los resultados ya que en el rango de variación analizado el Turbogenerador 2 siempre deberá asumir más del 60% de la generación total.

3-Se realiza por primera vez un estudio para proponer la distribución de carga entre los turbogeneradores de una misma planta que garantice un mejor aprovechamiento de las capacidades instaladas.

4-La operación de la planta con la distribución de carga obtenida por este modelo permite incrementos en la potencia generada del orden de los 139 kW cuando se trabaja con condiciones nominales en comparación al régimen de operación actual.

5-Los incrementos en la potencia generada representan para la próxima zafra una generación adicional de 271 MWh.

# CONCLUSIONES

## CONCLUSIONES

1. En los estudios que anteceden este trabajo, no se reporta ninguno relacionado con variantes de operación de turbogeneradores en plantas de cogeneración de la industria azucarera con turbinas de contrapresión para el incremento de la eficiencia en la generación, ni se utilizan modelos de los turbogeneradores que consideren las desviaciones en las condiciones operacionales que tienen lugar en el campo.
2. Se obtienen los modelos de los turbogeneradores, basados en redes neuronales, que considera no solo los parámetros desviados del vapor, sino el deterioro del rendimiento de los mismos y correlacionan satisfactoriamente con los datos experimentales. Estos se combinan con modelos estadísticos para obtener un modelo híbrido del comportamiento del bloque energético.

3. Se desarrolló un método basado en el empleo de AG para determinar el despacho de carga entre unidades generadoras de un esquema de cogeneración con turbinas de contrapresión típico de la industria azucarera cubana.
4. El régimen de operación que garantiza mayor eficiencia en la generación de la planta eléctrica de la EA Ciudad Caracas, con el mismo consumo de vapor en condiciones reales de explotación está determinado al cargar de una vez hasta su potencia nominal al turbogenerador 2 y suplir el resto de la demanda de vapor con el turbogenerador 1.
5. La operación de la planta con la distribución de carga obtenida por este modelo permite incrementos en la potencia generada del orden de los 139 kW cuando se trabaja con condiciones nominales en comparación al régimen de operación actual con potencialidades de incrementos adicionales en la generación del orden de 271 MWh en la próxima zafra.

## *RECOMENDACIONES*



## **RECOMENDACIONES**

- 1- Aplicar el resultado de esta investigación de manera inmediata como una herramienta en la operación de la planta eléctrica de la EA Ciudad Caracas.
- 2- Generalizar el algoritmo desarrollado a otras empresas del MINAZ para mejorar sus indicadores energéticos.
- 3- Continuar la investigación para incorporar otras variables que permitan considerar junto a la generación eléctrica, la venta de bagazo excedente y optimizar la operación del bloque energético.

*REFERENCIAS  
BIBLIOGRÁFICAS*

## REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS.

- [1] Agüero, C. J., Pisa, J. R., Andina, R. L., “Consideraciones Sobre el Aprovechamiento Racional del Bagazo de Caña como Combustible”. [www.herrera.unt.edu.ar/revistacet/avances/avance08.pdf](http://www.herrera.unt.edu.ar/revistacet/avances/avance08.pdf). Visitado 13 de Sept. de 2006.
- [2] Boccaletti, C., Cerri, G., Seyedan, B. “A neural network simulator of gas turbine with a waste heat recovery section”. Journal of Engineering for Gas Turbines and Power. April 2001, Vol. 123. pp. 371-376.
- [3] Caminos, J. A., Doyharzabal, J. C., Rusillo, S., “Análisis técnico-económico sobre cogeneración aplicado al edificio de la Universidad Tecnológica Nacional Facultad Regional Santa Fe”. [www.asades.org.ar/averma/6-2002/art064.pdf](http://www.asades.org.ar/averma/6-2002/art064.pdf). Visitado 13 de Sept. de 2006.
- [4] Castillo Coto, A. L. “Cogeneración con Biomasa Residual en la Industria Azucarera”. [www.monografias.com/Economia/more52.shtml](http://www.monografias.com/Economia/more52.shtml) - 49k. Visitado: 9 Noviembre de 2006.
- [5] CEEMA, Colectivo de Autores, “Gestión Energética Empresarial”, Centro de Estudios de Energía y Medio Ambiente, Universidad de Cienfuegos, 2001.
- [6] Cobos Ballano, A. “Optimización del régimen de funcionamiento en instalaciones de cogeneración”. Energía y Medioambiental. España. Mayo-Junio. 1995., pp 47-54.
- [7] Demuth, H., Beale, M. Neural network toolbox for use with Matlab. User’s Guide. Version 3.0. January 1998.
- [8] Dotzauer, E., “An Introduction to Short-Term Scheduling of Power and Cogeneration Systems”. Research Report 2001-1, Department of Mathematics and Physics, Mälardalen University, Sweden. [www.mdh.se/ima/forskning/prints/research-reports.ima.mdh/rrs-2001-01.pdf](http://www.mdh.se/ima/forskning/prints/research-reports.ima.mdh/rrs-2001-01.pdf). Visitado 13 de Septiembre de 2006.
- [9] E.A. Ciudad Caracas. Archivo de Laboratorio. 2007.
- [10] Estévez Valencia, P., “Optimización mediante algoritmos genéticos”, Anales del Instituto de Ingenieros de Chile, Agosto 1997., pp 83-92.

- [11] Gómez, J. R. “Aspectos a considerar en una empresa cogeneradora de la industria azucarera”. Tesis de Maestría. Facultad de Ingeniería Eléctrica. Universidad Central de Las Villas. Cuba. 1996.
- [12] Gómez, J.R. “Estudio del consumo eléctrico del central 5 de Septiembre”. Tesis de Grado. Facultad de Ingeniería Eléctrica. Universidad Central de Las Villas. Cuba. 1986.
- [13] Gómez, J.R., De Armas, M. “La Inteligencia Artificial al servicio de la Energía Renovable. Modelo Neuronal de un turbogenerador tipo P-4-20/2TK con parámetros desviados”. Revista Ecosolar. No. 18, Oct. 2006.
- [14] González Pérez, F., Borroto Nordelo, A. “Gestión Energética en los Centrales Azucareros de la Provincia de Cienfuegos”. Memorias del III Taller Caribeño de Energía y Medio Ambiente. Cienfuegos, 2004.
- [15] Grainger, J. J., Stevenson, W. D., Análisis de Sistemas de Potencia, McGraw-Hill/Interamericana de México, 1996.
- [16] Halpin, S. M., Burch, R. F. “Applicability of neural networks to industrial and commercial power systems: A tutorial overview”. IEEE Transactions on Industry Applications, Vol. 33, No. 5, Sept. 1997. pp 1355-1361.
- [17] Hernández Martínez, B., Pérez Garay, L. “Resultados energéticos de la zafra 2006-2007. Potencialidades y perspectivas de la producción de electricidad a corto y mediano plazos en el MINAZ”. Dirección Energía Integral. MINAZ. Seminario. Caibarién, Octubre 2007.
- [18] Hugot, E. Handbook of cane sugar engineering. Elseiver Publishing Company. 1960. Tomo2, pp755.
- [19] ICINAZ. “Actualización de las medidas aprobadas para esta etapa de los 4 programas de la industria azucarera”. MINAZ. Seminario. Caibarién, Octubre 2007.

- [20] López Tórres, L., “Sistema de Gestión Energética aplicada a la Empresa Azucarera Ciudad Caracas”. Tesis de Grado. Facultad de Ingeniería Mecánica. Universidad de Cienfuegos. Junio 2004.
- [21] Maza Ortega, J. M y col. “Optimización del funcionamiento de una planta de cogeneración para su inclusión en el mercado liberalizado de electricidad”. [www.aedie.org/9CHLIE-paper-send/329-MAZA.pdf](http://www.aedie.org/9CHLIE-paper-send/329-MAZA.pdf). Visitado 13 de Septiembre de 2006.
- [22] Restrepo García, H. F., Peña Reyes, C. A., Pérez Uribe, A., “Hacia el desarrollo de nuevas máquinas computacionales: lecciones que aprendemos de la naturaleza”. Energía y Computación, vol. IX, no. 2, Segundo semestre de 2000.
- [23] Romero Romero, O., Lutgardo Ríos, J., Quintero Concepción, J., “Optimización de la operación anual de una planta de cogeneración con bagazo”. [www.eduniv.mes.edu.cu/.../Romero-Romero-O-2006](http://www.eduniv.mes.edu.cu/.../Romero-Romero-O-2006). Visitado 13 de Septiembre de 2006.
- [24] S. Ashok, Banerjee, R. “Optimal Operation of Industrial Cogeneration for Load Management”. IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 18, No. 2, May 2003.
- [25] Sandou, G. y col., “Short term optimization of cogeneration systems considering heat and electricity demands”. [www.montefiore.ulg.ac.be/services/stochastic/pscc05/papers/fp159](http://www.montefiore.ulg.ac.be/services/stochastic/pscc05/papers/fp159). Visitado 13 de Sept. de 2006.
- [26] Sheglaiev A. V. Turbinas de Vapor. Editorial MIR 1978. 596 p. 2T.
- [27] Shlyakhin P. Steam Turbines Theory and Design. Editorial Moscow. 237 p.
- [28] Takeuchi, A. y col., “Energy Network Optimal Control Technology”. Special Features. Vol. 4 No. 3 Mar. 2006. [www.ntt.co.jp/tr/0603/files/ntr200603042.pdf](http://www.ntt.co.jp/tr/0603/files/ntr200603042.pdf). Visitado 13 de Septiembre de 2006.
- [29] Torres Martínez, J. “Nuevo Sistema Electroenergético Nacional en Cuba, basado fundamentalmente en biomasa cañera”. Memorias de la V Conferencia Internacional de

Energía renovable, Ahorro de Energía y Educación Energética (CIER). Varadero, Cuba. 22 al 25 Mayo de 2005.

[30] Turbinas de vapor de contrapresión P-2,5-20/2TK y P-4-20/2TK. Descripción técnica e instrucciones de explotación 103-M-0225. Moscú. Tercera edición.

[31] Ying-Yi Hong, Chih-Yuan Li. “Genetic Algorithms Based Economic Dispatch for Cogeneration Units Considering Multiplant Multibuyer Wheeling”. IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 17, No. 1, May 2002.

# *BIBLIOGRAFÍA*

## BIBLIOGRAFÍA

1. Agüero, C. J., Pisa, J. R., Andina, R. L., “Consideraciones Sobre el Aprovechamiento Racional del Bagazo de Caña como Combustible”. [www.herrera.unt.edu.ar/revistacet/avances/avance08.pdf](http://www.herrera.unt.edu.ar/revistacet/avances/avance08.pdf). Visitado 13 de Sept. de 2006.
2. Becerra O’Leary, “Potencial de cogeneración en PEMEX refinación”, México, mayo 2005. [http://www.conae.gob.mx/wb/CONAE/CONA\\_2904\\_potencial\\_de\\_cogener](http://www.conae.gob.mx/wb/CONAE/CONA_2904_potencial_de_cogener). Visitado: 9 Nov. de 2006.
3. Boccaletti, C., Cerri, G., Seyedan, B. “A neural network simulator of gas turbine with a waste heat recovery section”. Journal of Engineering for Gas Turbines and Power. April 2001, Vol. 123. pp. 371-376.
4. Caminos, J. A., Doyharzabal, J. C., Rusillo, S., “Análisis técnico-económico sobre cogeneración aplicado al edificio de la Universidad Tecnológica Nacional Facultad Regional Santa Fe”. [www.asades.org.ar/averma/6-2002/art064.pdf](http://www.asades.org.ar/averma/6-2002/art064.pdf). Visitado: 13 Sept. de 2006.
5. Carrasco Carpio, R., Silva Lora, E., “Criterios de evaluación termodinámica para sistemas de cogeneración en centrales azucareras”. Hidráulica y termofluidos 2001; 2 (2): 16-19. [www.sisbib.unmsm.edu.pe/bibvirtual/Publicaciones/hidraulica\\_mecanica/2001\\_n2](http://www.sisbib.unmsm.edu.pe/bibvirtual/Publicaciones/hidraulica_mecanica/2001_n2). Visitado: 9 Noviembre de 2006.
6. Castillo Coto, A. L. “Cogeneración con Biomasa Residual en la Industria Azucarera”. [www.monografias.com/Economia/more52.shtml](http://www.monografias.com/Economia/more52.shtml) - 49k. Visitado: 9 Noviembre de 2006.
7. CEEMA, Colectivo de Autores, “Gestión Energética Empresarial”, Centro de Estudios de Energía y Medio Ambiente, Universidad de Cienfuegos, 2001.
8. Cobos Ballano, A. “Optimización del régimen de funcionamiento en instalaciones de cogeneración”. Energía y Medioambiental. España. Mayo-Junio. 1995., pp 47-54.

9. CONAE. Cogeneración vs generación convencional. [www.conae.gob.mx/wb/CONAE](http://www.conae.gob.mx/wb/CONAE).  
Visitado: 25 de Octubre de 2006.
10. Cruz Peragón, F. A., “Análisis de metodologías de optimización inteligentes para la determinación de la presión en cámaras de combustión de motores alternativos de combustión interna por métodos no intrusivos”. Tesis Doctoral. Escuela Técnica Superior de Ingenieros. Dpto. de Ingeniería Energética y Mecánica de los Fluidos. Universidad de Sevilla. Julio 2005.
11. Demuth, H., Beale, M. Neural network toolbox for use with Matlab. User’s Guide. Version 3.0. January 1998.
12. Dotzauer, E., “An Introduction to Short-Term Scheduling of Power and Cogeneration Systems”. Research Report 2001-1, Department of Mathematics and Physics, Mälardalen University.Sweden. [www.mdh.se/ima/forskning/prints/research-reports.ima.mdh/rrs-2001-01.pdf](http://www.mdh.se/ima/forskning/prints/research-reports.ima.mdh/rrs-2001-01.pdf). Visitado 13 de Septiembre de 2006.
13. E.A. Ciudad Caracas. Archivo de Laboratorio. 2007.
14. EA Ciudad Caracas. Archivos de Planta Eléctrica. 2007.
15. Estévez Valencia, P., “Optimización mediante algoritmos genéticos”, Anales del Instituto de Ingenieros de Chile, Agosto 1997., pp 83-92.
16. Gómez, J. R. “Aspectos a considerar en una empresa cogeneradora de la industria azucarera”. Tesis de Maestría. Facultad de Ingeniería Eléctrica. Universidad Central de Las Villas. Cuba. 1996.
17. Gómez, J.R. “Estudio del consumo eléctrico del central 5 de Septiembre”. Tesis de Grado. Facultad de Ingeniería Eléctrica. Universidad Central de Las Villas. Cuba. 1986.
18. Gómez, J.R., De Armas, M. “La Inteligencia Artificial al servicio de la Energía Renovable. Modelo Neuronal de un turbogenerador tipo P-4-20/2TK con parámetros desviados”. Revista Ecosolar. No. 18, Oct. 2006.

19. González Pérez, F., Borroto Nordelo, A. “Gestión Energética en los Centrales Azucareros de la Provincia de Cienfuegos”. Memorias del III Taller Caribeño de Energía y Medio Ambiente. Cienfuegos, 2004.
20. Grainger, J. J., Stevenson, W. D., Análisis de Sistemas de Potencia, McGraw-Hill/Interamericana de México, 1996.
21. Halpin, S. M., Burch, R. F. “Applicability of neural networks to industrial and commercial power systems: A tutorial overview”. IEEE Transactions on Industry Applications, Vol. 33, No. 5, Sept. 1997. pp 1355-1361.
22. Harrison, W. R., Wren, C. M. and Hill, J. M., “The intelligent Power Plant Analysis Tool.”, Department of Electrical Engineering and Computer Science. United States Military Academy, West Point, NY. [www.scs.org/getDoc.cfm?id=1619](http://www.scs.org/getDoc.cfm?id=1619). Visitado: 9 Nov. de 2006.
23. Hernández Martínez, B., Pérez Garay, L. “Resultados energéticos de la zafra 2006-2007. Potencialidades y perspectivas de la producción de electricidad a corto y mediano plazos en el MINAZ”. Dirección Energía Integral. MINAZ. Seminario. Caibarién, Octubre 2007.
24. Hugot, E. Handbook of cane sugar engineering. Elsevier Publishing Company. 1960. Tomo2, pp755.
25. ICINAZ. “Actualización de las medidas aprobadas para esta etapa de los 4 programas de la industria azucarera”. MINAZ. Seminario. Caibarién, Octubre 2007.
26. Kirillin, V. A., Sichev, V. V., Sheindlin, A. E., “Termodinámica técnica” Editorial MIR, Moscú. 1976.
27. López Tórres, L., “Sistema de Gestión Energética aplicada a la Empresa Azucarera Ciudad Caracas”. Tesis de Grado. Facultad de Ingeniería Mecánica. Universidad de Cienfuegos. Junio 2004.

28. Maza Ortega, J. M y col. “Optimización del funcionamiento de una planta de cogeneración para su inclusión en el mercado liberalizado de electricidad”. [www.aedie.org/9CHLIE-paper-send/329-MAZA.pdf](http://www.aedie.org/9CHLIE-paper-send/329-MAZA.pdf). Visitado 13 de Septiembre de 2006.
29. Muñoz, J. M., “Cogeneración en PEMEX. Oportunidad económica para México”. Observatorio Ciudadano de la Energía. [www.conae.gob.mx/wb/CONAE](http://www.conae.gob.mx/wb/CONAE). Visitado: 9 Noviembre de 2006.
30. Ogden, J. M., “Steam economy and cogeneration in cane sugar factory”. International Sugar Journal, July. 1990., p.131.
31. Research Report 2001-1. Department of Mathematics and Physics, Mälardalen University, Sweden. 2001, [www.mdh.se/ima/forskning/prints/research-reports.ima.mdh/rrs-2001-01.pdf](http://www.mdh.se/ima/forskning/prints/research-reports.ima.mdh/rrs-2001-01.pdf). Visitado: 9 Noviembre de 2006.
32. Restrepo García, H. F., Peña Reyes, C. A., Pérez Uribe, A., “Hacia el desarrollo de nuevas máquinas computacionales: lecciones que aprendemos de la naturaleza”. Energía y Computación, vol. IX, no. 2, Segundo semestre de 2000.
33. Rizhkin, V. Y., “Centrales termo/eléctricas” Editorial MIR, Moscú. 1979.
34. Rodríguez Castellón, S., “Evolución y cambios en el sector energético de Cuba en los años noventa”. Momento Económico, no. 121, Mayo-Junio 2002, pp. 60-72.
35. Rodríguez Echemendía, P., Manual de cálculo rápido de la industria azucarera. 1997. [www.energia.inf.cu/iee-mep/Document/azucar.pdf](http://www.energia.inf.cu/iee-mep/Document/azucar.pdf). Visitado: 25 Octubre de 2006.
36. Romero Romero, O., Lutgardo Ríos, J., Quintero Concepción, J., “Optimización de la operación anual de una planta de cogeneración con bagazo”. [www.eduniv.mes.edu.cu/.../Romero-Romero-O-2006](http://www.eduniv.mes.edu.cu/.../Romero-Romero-O-2006). Visitado 13 de Septiembre de 2006.
37. S. Ashok, Banerjee, R. “Optimal Operation of Industrial Cogeneration for Load Management”. IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 18, No. 2, May 2003.

38. San Cesario, A. M. "Energy analysis of the cogeneration system". International Sugar Journal, Sept. 1994., p.337.
39. Sandou, G. y col., "Short term optimization of cogeneration systems considering heat and electricity demands". [www.montefiore.ulg.ac.be/services/stochastic/pscc05/papers/fp159](http://www.montefiore.ulg.ac.be/services/stochastic/pscc05/papers/fp159). Visitado 13 de Septiembre de 2006.
40. Santibañez, M. C., "Tecnología Azucarera". Tomo III. pp 117-169. CENCA.1983.
41. Sheglaiev A. V. Turbinas de Vapor. Editorial MIR 1978. 596 p. 2T.
42. Shlyakhin P. Steam Turbines Theory and Design. Editorial Moscow. 237 p.
43. Takeuchi, A. y col., "Energy Network Optimal Control Technology". Special Features. Vol. 4 No. 3 Mar. 2006. [www.ntt.co.jp/tr/0603/files/ntr200603042.pdf](http://www.ntt.co.jp/tr/0603/files/ntr200603042.pdf). Visitado 13 de Septiembre de 2006.
44. Takeuchi, A., et al., "Energy Network Optimal Control Technology". Special Feature. NTT Energy and Environment Systems Laboratories Musashino-shi, Japan. [www.ntt.co.jp/tr/0603/files/ntr200603042.pdf](http://www.ntt.co.jp/tr/0603/files/ntr200603042.pdf). Visitado: 9 Noviembre de 2006.
45. Torres Martínez, J. "Nuevo Sistema Electroenergético Nacional en Cuba, basado fundamentalmente en biomasa cañera". Memorias de la V Conferencia Internacional de Energía renovable, Ahorro de Energía y Educación Energética (CIER). Varadero, Cuba. 22 al 25 Mayo de 2005.
46. Troyanovski, B. M., Filippov, G. A., Bulkin, A. E., "Turbinas de vapor y de gas de las centrales nucleoelectricas" Editorial MIR, Moscú. 1987.
47. Turbinas de vapor de contrapresión P-2,5-20/2TK y P-4-20/2TK. Descripción técnica e instrucciones de explotación 103-M-0225. Moscú. Tercera edición.
48. Vukalovitch, M. P., "Propiedades Termodinámicas del Agua y el Vapor". Edicion Revolucionaria. Segunda Edición. 1974.

49. Ying-Yi Hong, Chih-Yuan Li. "Genetic Algorithms Based Economic Dispatch for Cogeneration Units Considering Multiplant Multibuyer Wheeling". IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 17, No. 1, May 2002.

*ANEXOS*





MAESTRIA DE EFICIENCIA ENERGÉTICA  
CENTRO DE ESTUDIO DE LA ENERGIA Y MEDIO  
AMBIENTE

## **TAREA FINAL DE COGENERACIÓN.**

### Integrantes

- José Manuel Hernández García
- Evelio Navarro Aladro
- Ariel Gil Lozano

## **INTRODUCCIÓN.**

Si bien el gran desarrollo industrial que se ha vivido en el siglo XX ha sido, en gran parte, producido por la maestría del hombre en el uso de la energía, la frase inicial nos recuerda que no todas las formas energéticas producen el efecto deseado.

Efectivamente, el hombre ha dedicado grandes esfuerzos de todo tipo en conseguir energías y adecuarlas para su uso final en los centros consumidores. Todo este proceso, en general llevado a cabo por el que se conoce como sector energético, a través de tecnologías adecuadas para la prospección, transporte y conversión en las formas de energía a los consumidores, encuadrados básicamente, en los sectores industrial y terciario.

El problema energético, no es tanto la escasez de la energía, como la capacidad tecnológica de su conversión en formas energéticas útiles. Las energías deseadas (porque son fáciles de usar) son escasas, y la energía eléctrica (tal vez la más deseada por su facilidad de uso) es tan escasa que no existe en la naturaleza en forma aprovechable y el hombre ha tenido que ingeniar sistemas para producirla a través de otras formas menos útiles.

Así, el sector energético parte de las energías primarias (las que se encuentran en la naturaleza) y a través de sus tecnologías las convierte en secundarias (disponibles en el mercado). Los usuarios (sector industrial y terciario) acuden al mercado para adquirir las energías que precisan (electricidad y combustible) para convertirlas en energías terciarias (las que son directamente útiles) a través de sistemas tecnológicos propios del usuario final.

Efectivamente, la electricidad adquirida debe transformarse a un nivel de tensión más bajo para obtener lo que realmente desea el usuario de la misma: Iluminación, fuerza motriz, señales de control, calentamiento, etc. y el combustible adquirido se utilizará para generar fluidos (vapor de agua, aceites térmicos, gases calientes) que transmitan en forma adecuada el calor que el usuario precisa en sus instalaciones, ya que no suele ser útil directamente (no podemos echar el reloj al fuego).

El proceso energético que sigue la energía primaria desde que se encuentra en la naturaleza hasta su utilización en una aplicación, está gobernado por una serie de tecnologías de conversión energética sujetas al 1<sup>er</sup> y 2<sup>o</sup> principios de la termodinámica. Por ello, la energía que llega a la aplicación es menor que la extraída de la naturaleza y tiene otra forma. Es decir, a lo largo de este proceso, la energía sufre una conversión cuantitativa y cualitativa que transforma la energía primaria en energía útil en diversos sistemas tecnológicos.

El desarrollo de la industria azucarera ha estado íntimamente vinculado al de los esquemas energéticos de producción y consumo, y ha estado condicionado a un grupo de factores tales como:

- Evolución de la tecnología en sí misma.
- Rentabilidad de la producción principal (Azúcar).
- Precios de los combustibles.
- Precios de la electricidad.
- Desarrollo y posibilidades de las industrias derivadas, principalmente a partir del bagazo.
- Características generales de la agroindustria: estabilidad de molienda, variedades disponibles, estructura de corte y tiro, etc...

Este desarrollo ha conducido en la actualidad a la estimulación de sistemas de generación y uso de la energía ( vapor ) que permitan excedentes energéticos sin perjuicio de la producción de azúcar , los cuales han llegado a constituir una fuente importante de ingresos en beneficio de los costos de producción. Ha permitido, al mismo tiempo, que los ingenios estén preparados para asumir con determinada flexibilidad condiciones desfavorables de operación y sostenerse energéticamente.

La operación eficiente y estable del proceso de producción de azúcar no se concibe sin un respaldo energético sólido, asociado también a una correcta concepción y operación del mismo.

El sistema termoenergético de los ingenios productores de azúcar está compuesto básicamente por los bloques siguientes:

<b>*Bloque de generación:</b> formado por la planta de generación de vapor con sus equipos auxiliares necesarios para sus operaciones.	<b>*Bloque de fuerza:</b> todos los motores primarios, que incluyen máquinas reciprocantes, turbinas de accionamiento mecánico y los turbogeneradores.	<b>*Bloque de consumo:</b> conformado por las superficies de intercambio de calor de los equipos tecnológicos del proceso de fabricación de azúcar.
---	--	--

En comparación con los sistemas termoenergéticos para la producción exclusiva de electricidad (Plantas Termo Eléctricas), el sistema empleado en las fábricas azucareras resulta mucho más eficiente en el uso global de la energía generada. En los ingenios se logra producir toda la energía

que demandan los motores primarios para entregar la fuerza requerida por la fábrica ( e incluso , una fracción sobrante hacia el exterior fundamentalmente como electricidad) y , además , a expensas de la energía remanente en el vapor de escape o exhausto , sostener energéticamente los sistemas de transferencia de calor inherentes al proceso de fabricación del azúcar.

Este concepto se define como *cogeneración* y constituye la base de la eficiencia de la generación en la industria azucarera.

La diferencia radica esencialmente en que en las PTE gran parte de la energía generada se va al mar u otra fuente de enfriamiento por la vía de los condensadores de superficie, y en la industria azucarera es posible condensar el vapor de escape en las superficies de transferencia de calor de los equipos tecnológicos del proceso que actúan como el equivalente de los condensadores de superficie de las PTE. El jugo y el resto de los productos intermedios azucarados (meladura, mieles, etc.) actúan como el equivalente de las aguas de enfriamiento de las PTE.

Por la razón anterior es que los esquemas de uso del vapor de la industria azucarera son más eficientes que los de las PTE, a pesar de que éstas operan con mayores eficiencias individuales en los bloques de generación y fuerza.

La Industria Azucarera no ha permanecido ajena a los cambios que han caracterizado el entorno económico de esta década como la privatización, la desregulación, el libre comercio, la integración en bloques económicos y la desaparición del campo socialista europeo. Los cambios en el entorno de los años 90 han repercutido en la cadena del valor azucarero y están exigiendo a los industriales un aumento de las investigaciones y transferencia tecnológica, el uso de la informática, la mecanización, el aumento de las exigencias en cuanto a la organización industrial, el uso eficiente de la energía y la utilización de los residuos de la cosecha, así como la tendencia a la diversificación de la industria ampliando su espectro a la producción de alcoholes, alimentos para el ganado y energía eléctrica por cogeneración. Los cambios del entorno, en resumen, exigen un nuevo modelo de industria de la caña de azúcar que sea autofinanciable, ágil y dinámico frente a las cambiantes características con el objetivo de hacerla primero rentable y luego competitiva.

Al incrementarse la generación eléctrica en este sector, usando un combustible renovable, crecerían los excedentes de energía que serían exportados al Sistema Electroenergético Nacional (SEN) y ésta reemplazaría la energía la energía generada en centrales térmicas que consumen combustibles fósiles, produciéndose un impacto ambiental favorable.

La solución adecuada de un sistema de cogeneración depende de la cargas eléctricas y térmicas que tiene que satisfacer, de las necesidades operacionales de los usuarios, de la disponibilidad de

equipos y de combustibles, así como, de los parámetros económicos que se utilizan en la empresa en donde se piensa que es conveniente contar con el sistema. La evaluación preliminar de la viabilidad de un proyecto de este tipo, requiere de un análisis sistemático de todos esos factores.

El presente trabajo pretende encontrar la variante más factible para el crecimiento de la potencia instalada en la Planta Eléctrica de la EA Ciudad Caracas, tomada como caso de estudio, a partir de las dos variantes posibles en relación con el equipamiento disponible.

## **ANTECEDENTES.**

El ingenio de la EA Ciudad Caracas ha tenido un proceso inversionista por etapas en la cual se han modificado los sistemas fundamentales de las áreas energéticas y de molienda con los objetivos de mejorar la tecnología existente y preparar el ingenio para molidas estables con índices de generaciones altas y producción de bagazo significativa.

Alcanzada la última etapa de remodelación se cuenta con:

- Un área de preparación y molienda de caña totalmente electrificada, donde han sido sustituidas las viejas máquinas de vapor.
- Sustitución de bombas de vacío reciprocantes accionadas por vapor, por bombas del tipo NASH, movidas por motores eléctricos.
- Un área de generación de vapor, que incluye dos calderas EVELMAS de 20 t/h cada una y una caldera Retal de 45 t/h, todos trabajando a 18 kg/cm<sup>2</sup>.
- Un sistema de vapor remodelado a una sola presión de trabajo (18 kg/cm<sup>2</sup>) y donde la totalidad del vapor directo debe pasar por la Planta Eléctrica.
- Una Planta Eléctrica nueva con un turbogenerador R-4-20/2TK de 4 Mw. de potencia.

Con el objetivo de explotar más eficientemente las potencialidades existentes de un sistema de cogeneración que permite en un futuro cercano alcanzar mejores resultados en el campo de la generación de electricidad, se visualiza la posibilidad de otras inversiones para la próxima etapa que incluye fundamentalmente:

- La instalación de una nueva caldera de vapor de mayor capacidad y eficiencia que permita incrementar los niveles de generación de vapor y los sobrantes de bagazo que alcanzarán otra importante fuente de ingreso para la empresa.
- El aumento de la potencia instalada en la Planta Eléctrica que posibilite alcanzar mayores generaciones de electricidad para satisfacer totalmente la demanda interna del Central y lograr importantes excedentes que serán transferidos al Sistema Electro-energético Nacional.

Estos propósitos satisfacen el interés creciente de incrementar la diversificación de la industria azucarera Cubana, haciendo que el éxito de la misma no solo dependa de la producción de azúcar o de los gastos en que se incurre para su obtención, sino también de la sabia utilización de los recursos que acompaña este proceso.

Al plantearse las tareas de proyección para esta nueva etapa, se presenta la dificultad de que no se conoce la capacidad de generación eléctrica a la que se pretende llegar con el crecimiento en la nueva Planta Eléctrica y al conocerse que los equipos disponibles para la instalación con que se dispone, son Turbogeneradores de 2.5 y 4 Mw. de potencia y de fabricación Soviética.

En este caso el problema se reduce a que tipo de Turbogenerador instalar (2.5 o de 4 Mw.). Ver datos técnicos fundamentales de la Turbina en la tabla 1.

Tabla 1 Datos técnicos fundamentales de las turbinas R-2.5-20/2TK y R-4-20/2TK

Tipo	Potencia nominal en los bornes del generador (kW)	Frecuencia de rotación (rpm)	Parámetros nominales del vapor directo		Consumo de vapor con potencia y parámetros del vapor nominales (Tn/h)	Consumo específico de vapor en este caso (kg/kWh)	Contra-presión nominal (kg/cm <sup>2</sup> abs)
			Presión (kg/cm <sup>2</sup> abs)	Temperatura (°C)			
R-2.5-20/2TK	2500	3600	18	310	28.3	11.32	2
			23	350	25.2	10.06	
R-4-20/2TK	4000		18	310	42.5	10.62	
			23	350	38.0	9.5	

## DESARROLLO

Por tratarse de un proyecto de cogeneración, se necesita de un riguroso análisis económico, en el cual se deberá tener presente todos los parámetros que afectan los costos, de otra manera se corre el riesgo de que las ganancias logradas a partir de los ahorros y ventas de energía puedan ser menores que la suma de todos los gastos relacionados con la inversiones y la explotación de las plantas cogeneradoras.

Para llevar a cabo las valoraciones económicas básicas comenzaremos realizando el cálculo del costo de producción de la energía para la instalación que nos ocupa sobre la base de las siguientes condiciones:

\* Supongamos que nos encontramos en la etapa final de las inversiones o sea, fábrica totalmente electrificada y con dos turbogeneradores. (Capacidad instalada 6300 Kw.).

\* Razón de molido= 165 TN/h

\* Vapor % en caña= 51

\* Bagazo % en caña= 26

\* Parámetros del vapor directo = 18 kg/cm<sup>2</sup> y 310 °C.

\* Vapor de escape = 2 kg/cm<sup>2</sup> (saturado).

\* Días de zafira= 120

\* % Aprovechamiento del turbogenerador = 86.

\* % Aprovechamiento de la norma potencial = 86.

\* Demanda de potencia interna = 4500 kW.

\* Índice de generación de las calderas = 2. 12 TN vapor/ TN bagazo.

\* Índice de consumo de los turbos = 11 kg vapor/ Kwh.

\* Partidas de gastos de operación y costos de inversión.

Según metodología del MINAZ tendremos lo siguiente:

Tiempo efectivo = 120 x24 x 0.86 = 2476.8h

Producción de electricidad durante la zafra:

$$E = 6500 \times 0.86 \times 2476.8 = 13845312 \text{ Kwh.}$$

Cantidad de vapor necesario para la fábrica:

$$\Phi_{vt} = 0.51 \times 165 \times 2476,8 = 208422.72 \text{ TN}$$

Cantidad de vapor que pasa por los turbos:

$$\Phi_{ve}=11 \times 13945312 \times 10^{-3} = 152298.432 \text{ TN}$$

El prorrateo de los gastos usado por esta metodología consiste cargar al costo de la energía los gastos propios de la planta eléctrica más una parte de los gastos de generación de vapor equivalentes al porciento de flujo de vapor que pasa por los turbos.

$$\% \text{Vapor que pasa por los turbogeneradores} = \frac{\Phi_{ve}}{\Phi_{vt}} \times 100 = \frac{152298.432}{209422.72} \times 100 = 73\%$$

El costo total de producción que incluye materiales, combustibles, salarios y seguridad social, amortización y gastos indirectos será:

$$\text{Costo Total} = \text{Gastos de operación de Planta eléctrica} + 0.73 \text{ Gastos de operación de Generación de Vapor.}$$

$$\text{Costo Total} = \$260\,758.89 + 0.73 \times \$947\,677.22$$

$$\text{Costo Total} = \$952\,563.26$$

El costo de la energía será:

$$C_e = \frac{\text{Costo total}}{E} = \frac{\$952563.26}{13845312 \text{ Kwh.}} = \$0.0698/ \text{Kwh.}$$

Los resultados a los que se han arribado con esa metodología no sugieren ventajas económicas en los proyectos de cogeneración debido al costo elevado de la energía, superior a los precios de venta establecidos aún con un FC = 1.25.

Pudiera pensarse que las tarifas impuestas por la Empresa Eléctrica son totalmente injustas. Lógicamente este costo de la energía se ve afectado por el prorrateo de los gastos en función del flujo de vapor. Por ejemplo: Supongamos que una empresa cogeneradora tiene una capacidad instalada en turbogeneradores que consume una cantidad de vapor igual a la demandada por el

proceso de fabricación. En este caso el 100% del vapor pasa por los turbogeneradores y por tanto todos los gastos de generación de vapor se cargarían a la energía eléctrica producida y ninguna componente de estos gastos formaría parte del costo de la energía térmica, en otras palabras, la instalación de vapor está concebida únicamente para producir energía eléctrica lo cual evidentemente no es cierto.

Podemos concluir que el error del método consiste en el peso metodológico para la distribución de los gastos entre los dos tipos de energía elaboradas. Esta distribución de los gastos es un cálculo complicado, ya que los costos básicos de producción, por el carácter del proceso tecnológico, son comunes para ambos tipos de energía. Por eso, todos los métodos de distribución de los gastos entre dos tipos de energía son, en una u otra medida convencionales.

### **Método de la ASME. (American Society of Mechanical Engineers).**

Generalmente, una distribución económica válida es difícil de encontrar en el campo de la cogeneración, ya que en la mayoría de los casos reales es muy específica y compleja. Sin embargo, la mayoría de las plantas industriales tienen una cosa en común: el producto principal es el vapor o calor. La energía eléctrica puede siempre prácticamente ser obtenida de la red, pero el vapor no. En una planta de potencia industrial, por tanto, la cantidad de combustible necesario es al menos el que debería ser consumido por una simple caldera de vapor para generar el vapor del proceso.

El combustible adicional necesario para generar el vapor del proceso es por tanto dado por la diferencia entre el consumo de combustible de la planta de potencia con cogeneración y el de la planta con simple caldera de vapor para el proceso. La "eficiencia" de la generación de energía puede ser entonces definida:

$$\eta_p = \frac{P}{Q_{fuel} - \frac{H}{\eta_{HP}}}$$

donde:

$\eta_p$  = Eficiencia de la generación de potencia.

P = Potencia de salida del generador, kW.

Q fuel = Cantidad de calor del combustible.

H = Calor de proceso generado, kW.

$\eta_{HP}$  = Eficiencia del generador de vapor ( $\approx 0.75$ ).

La siguiente formula puede ser usada para calcular el costo de producción de la energía generada y comparar los costos capitales y de operación resultantes de la cogeneración:

$$C_e = [(I_{CHPP} - I_{HP}) \times \psi] / EU \times P + \frac{Y_{fuel}}{\eta_p} + [(U_{CHPP} - U_{HP}) / EU \times P] + u_{CHPP} - u_{HP}$$

donde:

$C_e$  = Costo de la electricidad generada, \$/Kw.-h

$Y_{fuel}$  = Precio del combustible, \$/Kwh. (térmicos).

I = Costos capitales, \$

EU = Período de utilización equivalente, h/a.

$\psi$  = Amortización, 1/a

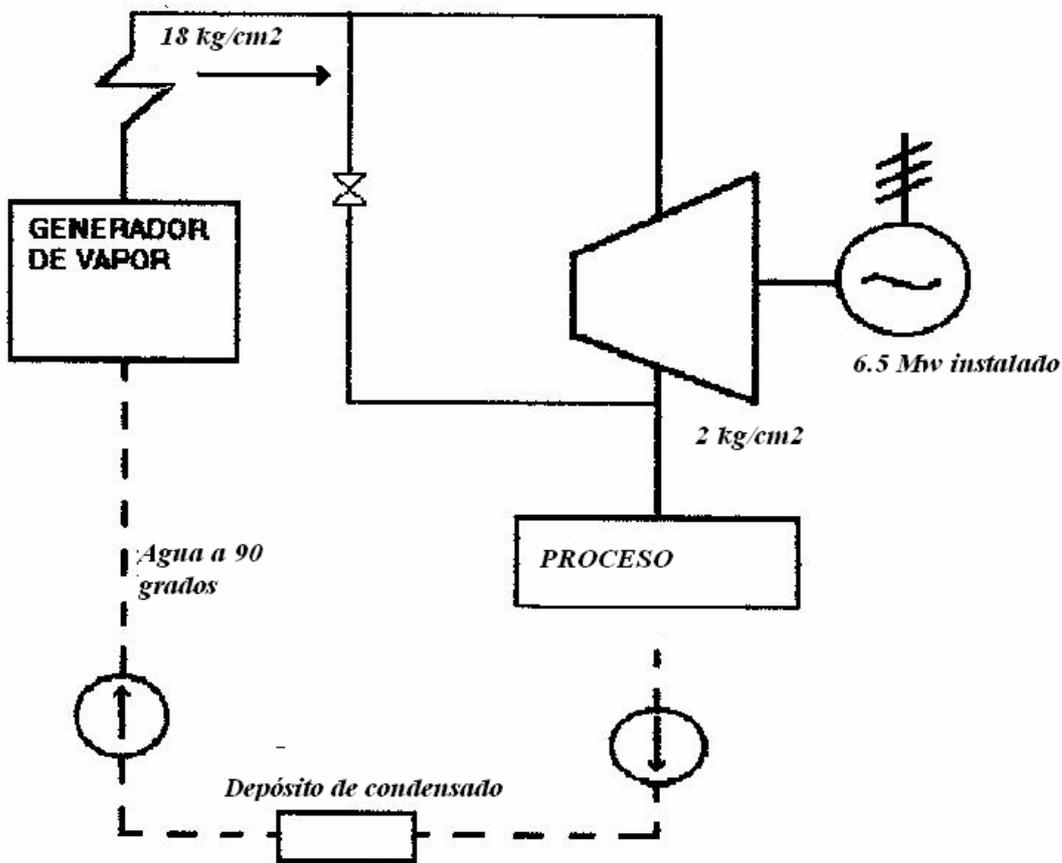
$u'$  = Costos de operación variables, \$/Kwh.

u = Costos de operación fijos, \$/a

Sufijos  $_{CHPP}$  = Planta combinada de electricidad y calor ( cogeneración)

$_{HP}$  = Planta para generar vapor solamente comprando la energía de la red.

Aplicando esta metodología al caso de Caracas tendremos:



Para 5 1% de vapor en caña, una molida de 165 TN/h y 86% de aprovechamiento de la norma potencial, el flujo de vapor será  $\Phi_{vt} = 72.3\ 69\ \text{tn/h}$

El consumo de energía primaria sería:

$$Q_{\text{fuel}} = \frac{\Phi_{vt}}{\text{Ind. Generación}} \times \frac{\text{VCN}}{860} \quad \text{VCM}$$

VCN = Valor calórico del combustible (para el bagazo con 50% de humedad es 1806 kcal/kg).

$$Q_{\text{fuel}} = \frac{72.369 \times 1000}{2.12} \times \frac{1806}{860} = 71686.27\ \text{Kw.}$$

El calor consumido en el proceso será:

$$H = \frac{(h_2 - h_a) \times \Phi_{vt}}{860} = \frac{(646.3 - 90) \times 72.369 \times 1000}{860} = 46812.64\ \text{Kw.}$$

$$H_p = \frac{6500 \times 0.86}{71686.27 - 46812.64} = 0.60$$

$$0.75$$

Si consideramos:

1. La diferencia entre los costos capitales del ciclo con cogeneración y el de producción de vapor solamente, es el valor de la inversión en planta eléctrica o sea \$2 968 820.66.
2. La amortización es de un 6% anual.
3. Con 86% de aprovechamiento de la norma potencial y 120 días de zafra se tiene un período de utilización equivalente  $EU = 2476.8$  h/a.
4. La potencia generada, es  $6500 \times 0.86 = 5590$  kW.
5. La diferencia de los costos de operación fijos son los equivalentes a los costos de salario y seguridad social de Planta Eléctrica, o sea, \$29 286.56/a.
6. La diferencia de los costos variables de los dos ciclos es la correspondiente a los costos variables de Plantas Eléctricas, o sea, \$ 42 873.4/a

$$u_{CHPP} - u_{HP} = \frac{\$42873.4 / a}{6500kW \times 0.86 \times 2476.8h / a} = \$0.0030/Kwh.$$

7. El precio del combustible es \$0.00575/kg por lo que:

$$\underline{\$100575/kg} \times 860kcal/kWh = \$0.0027/ kWh$$

$$1806kcal/kg$$

Sustituyendo en la ecuación (1) tenemos:

$$G_e = \frac{(2968820.66)}{5590 \times 2476.8} \times 0.06 + \frac{0.0027}{0.60} + \frac{29286.56}{5590 \times 2476.8} + 0.003$$

$$C_e = \$0.0224/Kwh.$$

Ya conociendo las ventajas de utilizar un esquema de cogeneración en la fábrica, resulta esencial analizar económicamente la factibilidad de una inversión en este sentido. En muchas situaciones las decisiones están basadas en la sustitución de equipamientos obsoletos o en la disponibilidad de recursos. Las herramientas de análisis económico pueden ayudar a los usuarios a razonar de forma más inteligente con respecto a la adquisición y montaje de una Planta Eléctrica.

### **Análisis financiero de la cogeneración.**

Las opciones de cogeneración deben ser estimadas desde una perspectiva nacional que examine los retornos del financiamiento de las inversiones de cogeneración para cada fábrica en particular. Si consideramos la diferencia de los costos capitales de un ciclo de cogeneración y un ciclo de producción de calor sencillo como la inversión realizada, entonces los ahorros monetarios de la diferencia en costos de la energía por año más los ingresos por venta de energía marginal, es el retorno de lo que se invirtió. Se puede calcular el valor de la tasa interna de retorno (TIR) y compararlo con un valor mínimo permisible usado para evaluar alternativas o inversiones. En el caso de nuestro país, esa tasa no está establecida, pero se considera aconsejable, una tasa interna de retorno mínimo entre un 10 y un 20%. El hecho de que este indicador económico sea típico de otras economías, no le resta valor para su aplicación en Cuba, ya que aquí la perspectiva es aplicar indicadores análogos en la industria cuando estén bien definidos y validados los criterios de costo relacionados con el consumo de energía, intereses, impuestos, etc. De hecho, un procedimiento similar se está utilizando por la Unión Eléctrica y el MINAZ en el estudio de factibilidad de una termoeléctrica asociada al CAI “Primero de Mayo”.

### **Consideraciones Iniciales.**

Este estudio se realiza a partir del caso analizado anteriormente, y en las siguientes consideraciones adicionales:

- Los precios de venta y compra de la energía aplicados al CAI son los valores promedios de la tarifas existentes, o sea,  $p_v = 0.0358$  para la venta y  $p_c = 0.0551$  para la compra.
- Se considera que la inversión es financiada por un préstamo con una tasa de interés de un 12%.

- No se consideran impuestos sobre la ganancia ya que no se aplican actualmente a las empresas estatales.
- Se afectan los precios de venta y compra por un factor de combustible  $FC = 1.22$  para el primer año (1996), se considera que este se deslizará 1.5% anual a lo largo de la vida útil.
- Se considera una vida útil de la inversión de 15 años.

Los resultados de cálculo se muestran en la tabla 1 del Anexo H para lo cual se siguieron los siguientes pasos:

1. Se calculó el precio de venta y el precio de compra para cada año de la inversión:

$$P_{cn} = 0.0551 \times 1.22 \left[ 1 + \frac{Infe}{100} \right]^{n-1}$$

$$P_{vn} = 0.0358 \times 1.22 \left[ 1 + \frac{Infe}{100} \right]^{n-1}$$

donde:

$P_{cn}$  = Precio promedio de compra de la energía en el año  $n$  que se analiza (\$/Kwh.)

$P_{vn}$  = Precio promedio de venta de la energía en el año  $n$  que se analiza (\$/Kwh.)

$Infe$  = Tasa de inflación de la energía eléctrica considerada como 1.5% anual.

$n$  = Año que se analiza.

2. Se calculan los ahorros anuales producidos por la inversión por concepto de ahorro de energía dejada de comprar y energía vendida a la red como:

$$Ahorro = E_c (P_{cn} - C_e) + E_v (P_{vn} - C_e)$$

donde:

$E_c$  = Energía consumida por la fábrica (Kwh.).

$E_v$  = Energía vendida (Kwh.).

$C_e$  = Costo de la energía (para el caso base \$0.022/Kwh.)

Estos ahorros constituyen el flujo de efectivo neto no descontado al cual hay que aplicarle el factor de descuento para obtener el valor real o flujo descontado (Fdes). El factor de descuento es calculado por medio de la expresión:

$$Fdes = \frac{1}{\left(1 + \frac{D}{100}\right)^n}$$

donde:

D = tasa de depreciación (interés) en % (para nuestro caso es del 12%)

n = números de años.

3. A partir de los flujos descontados se calcula el valor actual neto o valor presente como: VAN = -1

$$+ \sum_{n=1}^n Fdesc$$

4. La indicación de beneficios está dada por el TIR basado en la inversión y el flujo efectivo resultante. Para esta solución nos apoyamos en el software Microsoft Excel 5.0.

### **Análisis de sensibilidad.**

Algunos de los parámetros que se analizan para el cálculo económico pueden tener una profunda influencia en el retorno de la inversión y serian los aspectos a los cuales se les debieran prestar mayor interés.

Los factores que consideramos serán:

1. Incrementos de la producción de energía que pueden lograrse básicamente a partir de:

- Aumento del aprovechamiento de la capacidad instalada.
- Aumento del tiempo de operación de las unidades, o sea, zafras más extensas.
- Por una combinación de los dos anteriores.

2. Incremento de los precios en la tarifa de venta estipulados por el contrato con el MINBAS.

Los resultados serán los siguientes:

<b>ANÁLISIS FINANCIERO DE LA INVERSIÓN. ALTERNATIVA #1 (Capacidad Instalada = 6500 Kw.)</b>	
	TIR (%)
Caso Base (6500 Kw. instalados)	6
Considerando un incremento de un 25% de los precios de venta	7
Considerando un incremento de un 25% en la duración de la zafra	13

### **Impacto de la capacidad instalada.**

Para condiciones típicas de humedad y fibra el índice de generación máximo es de 47.27 Kwh/TN de caña lo que para la norma potencial de 165 TN de caña/h indica que el segundo turbo a montar debía ser de 4000 Kw. y no de 2500 Kw. como se ejecuta en la actualidad. Si se instalara, una capacidad de generación resultante de 8000 Kw. entonces el análisis financiero resultante sería el siguiente considerando que la adquisición e instalación del segundo turbo asciende a \$260 000.

<b>ANÁLISIS FINANCIERO DE LA INVERSIÓN. ALTERNATIVA #1 (Capacidad Instalada = 8000 Kw.)</b>	
	TIR (%)
Caso Base (8000 Kw. instalados)	11
Considerando un incremento de un 25% de los precios de venta	13
Considerando un incremento de un 25% en la duración de la zafra.	19

Como puede apreciarse un aumento de un 25% en los precios de venta de la energía trae incrementos del TIR entre un 16% y un 18%, mientras que el mismo aumento del tiempo de duración de la zafra provoca un TIR entre 72% y 116% superior a los casos base. El solo incremento en la capacidad instalada hasta 8000 Kw. hace que el TIR se eleve en un 83% con relación al que existe con una capacidad instalada de 6500 kW.

Esto sugiere que la inversión es atractiva siempre para una capacidad instalada de 8000 Kw. coincidiendo con la potencialidad de generación del CAI. La tasa de retorno es sensible al aumento de la generación dado en este caso por una zafra más extensa (aumento del tiempo de operación de los turbogeneradores).

## **CONCLUSIONES**

- 1.-**El costo de producción de la energía eléctrica es un aspecto fundamental que debe conocer el cogenerador. La metodología aplicada actualmente es injusta y falsea la realidad ya que el prorrateo de los gastos se ejecuta en función de la cantidad de vapor como resultado valores excesivos.
- 2.-**La metodología empleada para el cálculo del costo de la energía no debe considerarse como absoluta ya que existen otras que distribuyen los gastos en base a la energía, exergía, etc, dando resultados similares.
- 3.-**La variante más factible la constituye la que contempla el montaje de otro Turbogenerador de 4 Mw. para alcanzar una potencia total de 8 Mw. de potencia instalada y la variante de 6.5 Mw. solo es factible cuando se consideran zafras que se extiendan hasta los 120 días de operación o más, lo que no es posible lograr con las presentes disponibilidades de materias primas.

**Análisis financiero para la inversión de Planta Eléctrica considerando 6500 kW instalados, 0,86% de aprovechamiento de los turbos y 120 días de zafra.**

Año	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Precio de compra (pc)	0,06722	0,06823	0,06925	0,07029	0,07134	0,07241	0,0735	0,0746	0,07572	0,07686	0,07801	0,07918	0,08037	0,08157	0,0828
Precio de venta (pv)	0,04167	0,04253	0,04349	0,04457	0,04563	0,04679	0,04775	0,04887	0,04993	0,05095	0,05205	0,05314	0,05421	0,0553	0,05639
AHORRO	559776,21	581519,5	586976,9	599354,1	612893	626708	640746,9	654950,9	669405	684081,5	698923,7	714015,86	729357,9	744865,4	760707,26
Factor de descuento	0,8928	0,7974	0,7147	0,6335	0,5674	0,5068	0,4513	0,4038	0,3608	0,3218	0,2874	0,2568	0,2291	0,2044	0,1825
Flujo de efect. descontado	499768,2	447587,2	417004,2	380889,6	347755	317490	289809,6	264469,2	241387	220705,83	200870,7	183216,46	167095,89	152399,46	138905,14
VAN	246900,25	2021468	1604463	1222072	875896	568266	268416	404657	237341	497546,5	694472	963633,61	1008729,5	1167128	1360124,13

**Análisis financiero para la inversión de Planta Eléctrica considerando 6500 kW instalados y un incremento del 25% en los precios de venta de la energía.**

Año	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Precio de compra (pc)	0.06722	0.06823	0.06925	0.07029	0.07134	0.07241	0.0735	0.0746	0.07572	0.07686	0.07801	0.07918	0.08037	0.08157	0.0828
Precio de venta (pv)	0.08452	0.08541	0.08633	0.08728	0.08823	0.08918	0.09016	0.09116	0.09215	0.09315	0.09415	0.09515	0.09615	0.09715	0.09815
AHORRO	589191.58	602689.4	616271.7	630157.9	644155	658457	672954.5	687644.4	702611	717773.91	733129.1	748734.16	764589.15	780636.58	786991.39
Factor de descuento	0.85128	0.7974	0.74737	0.6995	0.65474	0.61286	0.5735	0.5364	0.5013	0.4681	0.4366	0.4066	0.3781	0.3511	0.3255
Flujo de efect. descontado.	526030.24	480403.7	436600.5	400485.3	365494	333574	304377.3	277670.8	253362	231051.42	210701.3	192125.18	175167.37	159718.24	145530.62
VAN	2442790.4	1962387	1523786	1123221	757427	424253	119875	15790.4	41157	64228.42	88294.7	109034.9	124660.3	137960.5	152645.12

**Análisis financiero para la inversión de Planta Eléctrica considerando 6500 kW instalados y un incremento del 25% en el tiempo de operación (150 días de zafra).**

Año	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Precio de compra (pc)	0.06722	0.06823	0.06925	0.07029	0.07134	0.07241	0.0735	0.0746	0.07572	0.07686	0.07801	0.07918	0.08037	0.08157	0.0828
Precio de venta (pv)	0.08452	0.08541	0.08633	0.08728	0.08823	0.08918	0.09016	0.09116	0.09215	0.09315	0.09415	0.09515	0.09615	0.09715	0.09815
AHORRO	761874.82	778274.6	794712.5	811486.6	828420	845689	863237.6	880992.5	899060	917405.79	935998.6	954873.73	974001.29	993386.65	1013187.98
Factor de descuento	0.85128	0.7974	0.74737	0.6995	0.65474	0.61286	0.5735	0.5364	0.5013	0.4681	0.4366	0.4066	0.3781	0.3511	0.3255
Flujo de efect. descontado	680201.83	620362.7	565596.9	515706.1	470045	428426	390442.3	355744.8	324201	295312.92	268994.5	245007.76	223143.69	203246.7	185008.12
VAN	2289516.8	1680285	1102829	669003.1	316908	211579	701960.9	166708	136507	167218.6	194621.6	219121.8	241404.5	261761.22	280600.34

Anexo 1.  
 Datos para entrenamiento y validación RN de turbogenerador 1.

No	Pelec kW	Poabs kg/cm <sup>2</sup>	To °C	P2abs kg/cm <sup>2</sup>	G t/h	PelecN	PoabsN	ToN	P2abs	GN
1	1810	12	320	1.8	23	0.4447	0.6316	0.8625	0.6207	0.3594
2	3210	15.5	330	1.7	43	0.7887	0.8158	0.8895	0.5862	0.6719
3	3180	17	350	1.8	36	0.7813	0.8947	0.9434	0.6207	0.5625
4	3060	16	331	1.9	39	0.7518	0.8421	0.8922	0.6552	0.6094
5	3120	16	327	1.8	37	0.7666	0.8421	0.8814	0.6207	0.5781
6	2860	15	330	2	40	0.7027	0.7895	0.8895	0.6897	0.6250
7	2830	14	310	2	41	0.6953	0.7368	0.8356	0.6897	0.6406
8	3150	15	315	1.8	37	0.7740	0.7895	0.8491	0.6207	0.5781
9	3100	16	316	1.8	40	0.7617	0.8421	0.8518	0.6207	0.6250
10	3250	17	319	1.9	42	0.7985	0.8947	0.8598	0.6552	0.6563
11	3360	15	337	1.8	38	0.8256	0.7895	0.9084	0.6207	0.5938
12	2210	13	325	2.4	33	0.5430	0.6842	0.8760	0.8276	0.5156
13	2220	14	321	2	32	0.5455	0.7368	0.8652	0.6897	0.5000
14	3030	15	327	1.8	45	0.7445	0.7895	0.8814	0.6207	0.7031
15	3170	16	306	2.5	55	0.7789	0.8421	0.8248	0.8621	0.8594
16	3000	15	304	2.4	44	0.7371	0.7895	0.8194	0.8276	0.6875
17	3150	15.5	326	2.2	45	0.7740	0.8158	0.8787	0.7586	0.7031
18	3350	16	326	2.4	56	0.8231	0.8421	0.8787	0.8276	0.8750
19	3660	16	321	2.2	49	0.8993	0.8421	0.8652	0.7586	0.7656
20	3260	15	317	2.1	50	0.8010	0.7895	0.8544	0.7241	0.7813
21	3700	16	328	2.3	52	0.9091	0.8421	0.8841	0.7931	0.8125
22	3740	16	322	2.3	53	0.9189	0.8421	0.8679	0.7931	0.8281
23	3520	15	314	2.2	45	0.8649	0.7895	0.8464	0.7586	0.7031
24	2810	16	334	2.2	40	0.6904	0.8421	0.9003	0.7586	0.6250
25	3060	15	338	2.1	46	0.7518	0.7895	0.9111	0.7241	0.7188
26	2890	15	301	2.1	46	0.7101	0.7895	0.8113	0.7241	0.7188
27	3500	15.5	329	2	48	0.8600	0.8158	0.8868	0.6897	0.7500
28	1500	11	309	1.9	23	0.3686	0.5789	0.8329	0.6552	0.3594
29	3550	17	323	1.8	44	0.8722	0.8947	0.8706	0.6207	0.6875
30	3210	16	333	1.8	35	0.7887	0.8421	0.8976	0.6207	0.5469
31	3170	16	329	2	40	0.7789	0.8421	0.8868	0.6897	0.6250
32	2700	13	321	1.6	42	0.6634	0.6842	0.8652	0.5517	0.6563
33	2400	11	281	1.9	28	0.5897	0.5789	0.7574	0.6552	0.4375
34	2900	15	321	1.9	40	0.7125	0.7895	0.8652	0.6552	0.6250
35	2820	16	325	2	34	0.6929	0.8421	0.8760	0.6897	0.5313
36	2770	15	316	2.1	33	0.6806	0.7895	0.8518	0.7241	0.5156
37	2310	16	307	2.2	34	0.5676	0.8421	0.8275	0.7586	0.5313
38	2610	16.5	356	2.5	35	0.6413	0.8684	0.9596	0.8621	0.5469
39	2660	17.5	358	2.7	39	0.6536	0.9211	0.9650	0.9310	0.6094
40	2200	14	343	1.7	30	0.5405	0.7368	0.9245	0.5862	0.4688
41	2670	15	311	2	30	0.6560	0.7895	0.8383	0.6897	0.4688
42	2600	15	328	1.5	30	0.6388	0.7895	0.8841	0.5172	0.4688
43	2180	16	343	2.2	33	0.5356	0.8421	0.9245	0.7586	0.5156
44	2420	17	311	2.3	34	0.5946	0.8947	0.8383	0.7931	0.5313

**Análisis financiero para la inversión de Planta Eléctrica considerando 8000 kW instalados, 86% de aprovechamiento de los turbos y 120 días de zafra.**

Año	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Precio de compra (pc)	0.06722	0.06823	0.06925	0.07029	0.07134	0.07241	0.0735	0.0746	0.07572	0.07686	0.07801	0.07918	0.08037	0.08157	0.0828
Precio de venta (pv)	0.04384	0.04433	0.04484	0.04537	0.04593	0.04652	0.04713	0.04777	0.04842	0.04909	0.04978	0.05049	0.05121	0.05195	0.05271
AHORRO	694793.42	709941	725200.1	740600	756111	772563	788838.5	805342.9	822129	839138.35	856376.9	873897.28	891699.51	909731.11	928097.08
Factor de descuento	0.8908	0.7973	0.7137	0.6355	0.5674	0.5066	0.4523	0.4038	0.3606	0.3218	0.2874	0.2568	0.2291	0.2045	0.1828
Flujo de efectivo descontado:	620311.56	565894	516124.9	470778.4	429245	391381	356791.7	325197.5	296460	270118.63	246122.7	224242.03	204288.35	186130.98	169470.52
VAN	2548208.1	1782675	1285480	790711.8	358487	249123	138705	70840.6	1003382	1273460.8	1515804	1740845.8	1948733.9	2134054.9	2299736.44

**Análisis financiero para la inversión de Planta Eléctrica considerando 8000 kW instalados y un incremento del 25% en los precios de venta de la energía.**

Año	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Precio de compra (pc)	0.06722	0.06823	0.06925	0.07029	0.07134	0.07241	0.0735	0.0746	0.07572	0.07686	0.07801	0.07918	0.08037	0.08157	0.0828
Precio de venta (pv)	0.08408	0.08541	0.08673	0.08808	0.08943	0.09081	0.09222	0.09365	0.09512	0.09661	0.09813	0.09968	0.10125	0.10285	0.10447
AHORRO	759105.51	775255.2	791457.5	808059.5	824773	841886	859413.3	87728.7	894635	912705.25	931063.8	949704.19	968626.44	987837	1007322.98
Flujo de efect. descontado	677729.39	617956	563280.3	513521.8	467976	426500	388599.6	353684.7	322605	293799.82	267597.7	243694.09	221912.31	202111.45	183937.17
VAN	2291881.3	1613138	1108955	695333.3	282307	299142	686741.9	1040327	1382932	1687318	1944308	2160073.7	2339528	2494078	2739942.99

**Análisis financiero para la inversión de Planta Eléctrica considerando 8000 kW instalados y un incremento del 25% en el tiempo de operación (150 días de zafra).**

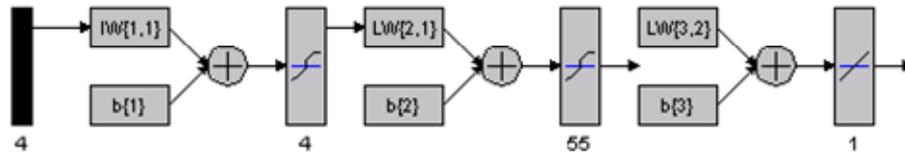
Año	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Precio de compra (pc)	0.06722	0.06823	0.06925	0.07029	0.07134	0.07241	0.0735	0.0746	0.07572	0.07686	0.07801	0.07918	0.08037	0.08157	0.0828
Precio de venta (pv)	0.08408	0.08541	0.08673	0.08808	0.08943	0.09081	0.09222	0.09365	0.09512	0.09661	0.09813	0.09968	0.10125	0.10285	0.10447
AHORRO	932393.21	951327.7	970401.6	989931.4	1009541	1029606	1049950	1070580	1091563	1112824.4	1134373	1156273	1178525.8	1201065.3	1224022.79
Flujo de efect. descontado	832440.65	758303.3	690634.8	629082.3	572813	521598	474892.2	432300.2	393618	358218.16	326018.7	296699.65	270000.26	245737.95	223508.56
VAN	2136389	1390277	681445.9	168384.5	970123	1692321	2467213	3295613	4182131	5129482	6147308	7240872	8404878	9699958	1113912.51



Anexo 2.

Arquitecturas, pesos y polarizaciones de las redes neuronales desarrolladas.

Arquitectura de la RNA **T1RN4551**.



Matrices de pesos resultantes del entrenamiento RNA **T1RN4551**.

$IW\{1,1\} = [0.094966 \quad -0.37701 \quad -0.046057 \quad 0.51761;$   
 $0.23823 \quad 0.021949 \quad -0.37168 \quad -0.58198;$   
 $0.0040696 \quad -0.0037555 \quad 0.047392 \quad 0.16864;$   
 $0.078017 \quad -0.068837 \quad -0.11481 \quad -0.22392];$

$LW\{2,1\} = [0.13105 \quad -0.14884 \quad 0.041664 \quad -0.03113;$   
 $0.10405 \quad -0.11905 \quad 0.037883 \quad -0.064926;$   
 $0.055272 \quad -0.062072 \quad 0.020293 \quad -0.024503;$   
 $-2.0203e-005 \quad 2.327e-005 \quad -7.2616e-006 \quad 6.5673e-006;$   
 $-0.030367 \quad 0.034065 \quad -0.010955 \quad 0.018508;$   
 $0.15947 \quad -0.18782 \quad 0.055434 \quad -0.074185;$   
 $-0.096738 \quad 0.10994 \quad -0.036852 \quad 0.048182;$   
 $-0.13396 \quad 0.15321 \quad -0.044639 \quad 0.080719;$   
 $5.1932e-005 \quad -5.8501e-005 \quad 1.8772e-005 \quad -2.3108e-005;$   
 $0.0033458 \quad -0.0046369 \quad 0.0012773 \quad -0.0017207;$   
 $0.0030037 \quad -0.003366 \quad 0.0011665 \quad -0.0010999;$   
 $-0.14111 \quad 0.16063 \quad -0.045363 \quad 0.069943;$   
 $-0.084766 \quad 0.095073 \quad -0.029555 \quad 0.041429;$   
 $-0.17924 \quad 0.23064 \quad -0.063555 \quad 0.098049;$   
 $0.13928 \quad -0.16491 \quad 0.048184 \quad -0.075496;$   
 $-0.0018273 \quad 0.0021229 \quad -0.00066586 \quad 0.00053205;$   
 $0.12667 \quad -0.14296 \quad 0.04519 \quad -0.06254;$   
 $1.1545e-011 \quad -1.3259e-011 \quad 4.7156e-012 \quad -4.6949e-012;$   
 $-7.9842e-011 \quad 9.3149e-011 \quad -2.7428e-011 \quad 3.0233e-011;$   
 $-0.090754 \quad 0.10095 \quad -0.032916 \quad 0.052429;$   
 $-0.021946 \quad 0.024677 \quad -0.0075716 \quad 0.0094866;$   
 $-0.056875 \quad 0.064074 \quad -0.020004 \quad 0.036035;$   
 $0.21726 \quad -0.25881 \quad 0.068477 \quad -0.10769;$   
 $0.014279 \quad -0.016029 \quad 0.0048358 \quad -0.0058726;$   
 $1.8715e-161 \quad 6.5704e-161 \quad 9.1412e-161 \quad 3.0864e-161;$   
 $-0.00024 \quad 0.00026707 \quad -8.1685e-005 \quad 9.3559e-005;$   
 $-4.372e-013 \quad 4.8245e-013 \quad -1.6362e-013 \quad 2.3436e-013;$   
 $0.12401 \quad -0.14031 \quad 0.046966 \quad -0.052483;$   
 $-7.3584e-009 \quad 8.52e-009 \quad -2.4581e-009 \quad 3.3605e-009;$   
 $9.6218e-161 \quad -1.4643e-161 \quad -1.651e-160 \quad 1.7448e-162;$   
 $1.7592e-160 \quad 2.1279e-159 \quad -3.3063e-160 \quad 1.7228e-161;$   
 $1.8598e-009 \quad -2.1723e-009 \quad 8.2217e-010 \quad -6.7859e-010;$   
 $1.3606e-160 \quad -2.9413e-159 \quad 3.6633e-160 \quad -4.0723e-161;$   
 $-0.00017526 \quad 0.00019773 \quad -5.9652e-005 \quad 6.0057e-005;$   
 $-0.13262 \quad 0.1546 \quad -0.049137 \quad 0.052365;$   
 $-0.078502 \quad 0.089063 \quad -0.029142 \quad 0.041068;$   
 $-2.6549e-008 \quad 3.284e-008 \quad -9.2965e-009 \quad 1.1395e-008;$   
 $3.878e-006 \quad -4.4795e-006 \quad 1.4413e-006 \quad -2.0051e-006];$

Anexo 3.

Fotografías del rotor de la turbina 2 mostrando las afectaciones en el perfil de los alabes y sellos.



Anexo 4.

Vapor a proceso, su distribución entre turbogeneradores y razón de molida horaria.

Fecha	Hora	G1 (t/h)	G2 (t/h)	GT (t/h)	%G1	%G2	TC (TCM)
22-Feb	11am-12m	55	52	107	51.40	48.60	179.970
	12m-1pm	44	44	88	50.00	50.00	165.280
	1pm-2pm	53	42	95	55.79	44.21	151.430
	2pm-3pm	56	51	107	52.34	47.66	141.050
	3pm-4pm	49	49	98	50.00	50.00	173.760
	4pm-5pm	50	46	96	52.08	47.92	193.380
	5pm-6pm	52	50	102	50.98	49.02	199.410
	6pm-7pm	53	52	105	50.48	49.52	162.750
22-Feb	7pm-8pm	45	50	95	47.37	52.63	183.890
	8pm-9pm	50	45	95	52.63	47.37	228.640
	9pm-10pm	46	47	93	49.46	50.54	195.770
	10pm-11pm	46	45	91	50.55	49.45	
	11pm-12pm	56	52	108	51.85	48.15	186.060
	12pm-1am	29	27	56	51.79	48.21	158.030
	1am-2am	44	53	97	45.36	54.64	109.940
	2am-3am	29	49	78	37.18	62.82	165.560
24-Feb	11am-12m	34	34	68	50.00	50.00	154.720
	12m-1pm	37	37	74	50.00	50.00	187.180
	1pm-2pm	43	43	86	50.00	50.00	175.230
	2pm-3pm	43	38	81	53.09	46.91	86.580
	3pm-4pm	58	48	106	54.72	45.28	214.110
	4pm-5pm	56	46	102	54.90	45.10	227.510
	5pm-6pm	49	38	87	56.32	43.68	75.470
	6pm-7pm						
25-Feb	11am-12m	24	36	60	40.00	60.00	119.250
	12m-1pm	20	30	50	40.00	60.00	171.840
	1pm-2pm	51	41	92	55.43	44.57	128.550
	2pm-3pm	56	44	100	56.00	44.00	160.050
	3pm-4pm	23	43	66	34.85	65.15	213.900
	4pm-5pm	54	44	98	55.10	44.90	144.270
	5pm-6pm	53	41	94	56.38	43.62	161.900
	6pm-7pm	56	43	99	56.57	43.43	163.880
25-Feb	7pm-8pm	44	35	79	55.70	44.30	96.670
	8pm-9pm	39	37	76	51.32	48.68	152.920
	9pm-10pm	50	45	95	52.63	47.37	147.090
	10pm-11pm	46	37	83	55.42	44.58	183.160
	11pm-12pm	48	44	92	52.17	47.83	176.890
	12pm-1am	52	44	96	54.17	45.83	201.840
	1am-2am	26	23	49	53.06	46.94	121.760
	2am-3am	42	45	87	48.28	51.72	175.770
25-Feb	3am-4am	47	46	93	50.54	49.46	129.120
	4am-5am	44	44	88	50.00	50.00	135.240
	5am-6am	46	46	92	50.00	50.00	149.400
	6am-7am	48	44	92	52.17	47.83	178.430

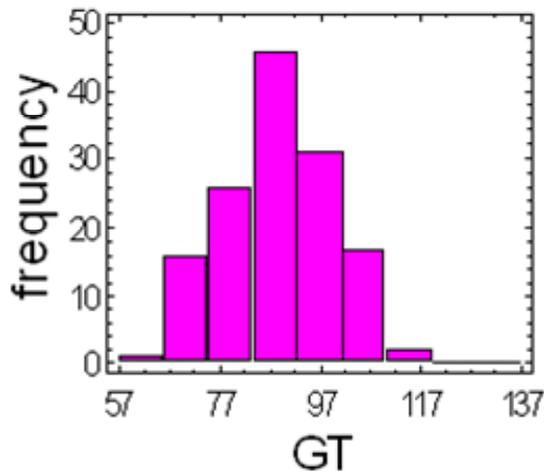
Anexo 5.

Análisis de la muestra de consumo de vapor total a proceso GT.

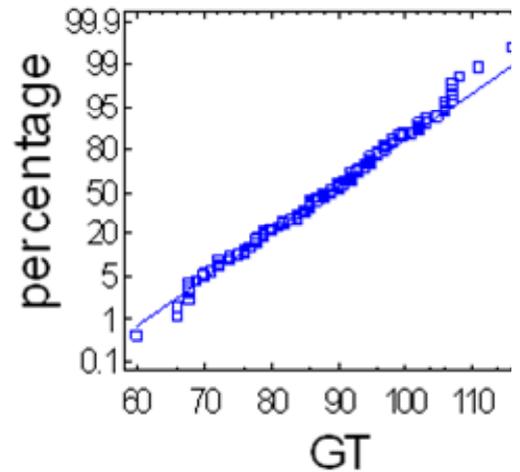
SnapStat. One Sample Analysis

Data variable: GT  
Count = 139  
Average = 88.3022  
Median = 89  
Standard deviation = 11.1021  
Minimum = 60  
Maximum = 116  
Std. skewness = -0.487426  
Std. kurtosis = -1.00821

Histogram



Normal Probability F



Anexo 6.  
Consumos por turnos con más del 80% de molida Zafra-2007.

Fecha	Turno	Brig.	Caña (t)	Generac. (kWh)	Cons.(kWh)	Venta (kWh)	TC(t/h)	Pc (kW)
27-en	11-7	B	1160.41	34560	2102	6215	145.051	3805.875
31-en	3-11	B	1246.55	44640	805	11276	155.819	4271.125
01-Feb	11-7	C	1099.37	45360	203	14132	137.421	3928.875
01-Feb	7-3	A	1196.89	46800	763	14756	149.611	4100.875
02-Feb	11-7	C	1072.12	43200	748	14294	134.015	3706.750
03-Feb	3-3	A	1275.81	42840	1717	12643	159.476	3989.250
03-Feb	3-11	B	1032.07	38160	1859	9705	129.009	3789.250
04-Feb	11-7	C	1207.49	44640	1351	12553	150.936	4179.750
04-Feb	7-3	A	1023.75	45360	21	14653	127.969	3841.000
05-Feb	11-7	A	1416.57	49680	31	15159	177.071	4319.000
06-Feb	7-3	B	1290.81	48960	175	14315	161.351	4352.500
07-Feb	7-3	B	1095.64	41760	1629	10914	136.955	4059.375
09-Feb	7-3	B	1280.91	38160	1080	7611	160.114	3953.625
09-Feb	3-11	C	1106.39	38160	1055	6923	138.299	4036.500
10-Feb	7-3	B	1353.36	43920	956	10597	169.170	4284.875
10-Feb	3-11	A	1215.06	43200	399	10270	151.883	4166.125
12-Feb	7-3	C	1378.42	45360	63	11060	172.303	4295.375
15-Feb	7-3	C	1168.59	27360	2889	3486	146.074	3345.375
16-Feb	7-3	C	1417.75	48240	78	10107	177.219	4776.375
17-Feb	7-3	A	1126.53	36720	1329	6204	140.816	3980.625
17-Feb	3-11	B	1175.99	46800	253	12043	146.999	4376.250
18-Feb	11-7	C	1173.50	45360	92	11772	146.688	4210.000
18-Feb	7-3	A	1220.46	46080	83	12017	152.558	4268.250
19-Feb	7-3	A	1293.29	43920	355	11022	161.661	4156.625
19-Feb	3-11	B	1075.84	41760	1131	10022	134.480	4108.625
20-Feb	7-3	A	1261.61	44640	226	10482	157.701	4298.000
20-Feb	3-11	B	1108.10	44640	117	11300	138.513	4182.125
21-Feb	7-3	A	1404.45	48240	143	12619	175.556	4470.500
22-Feb	11-7	C	1373.85	50400	56	13581	171.731	4609.375
22-Feb	7-3	A	1228.69	47250	365	12765	153.586	4356.250
24-Feb	11-7	A	1120.82	39600	1274	9905	140.103	3871.125
25-Feb	11-7	A	1264.14	48240	9	12260	158.018	4498.625
25-Feb	7-3	B	1256.12	44640	1332	10503	157.015	4433.625
25-Feb	3-11	C	1137.83	48240	263	12840	142.229	4457.875
26-Feb	11-7	A	1374.26	46800	15	10894	171.783	4490.125
27-Feb	11-7	A	1127.51	47520	189	12664	140.939	4380.625
28-Feb	3-11	A	1438.73	48240	126	10839	179.841	4690.875
01-Mar	11-7	B	1138.37	42480	511	9050	142.296	4242.625
02-Mar	7-3	C	1274.97	49680	68	14614	159.371	4391.750
02-Mar	3-11	A	1182.16	47520	492	12798	147.770	4401.750
04-Mar	11-7	B	1007.04	36000	2662	9455	125.880	3650.875
04-Mar	7-3	C	1244.01	47520	423	13424	155.501	4314.875
04-Mar	3-11	A	1116.81	38160	1439	12366	139.601	3404.125
05-Mar	7-3	C	1436.90	49680	19	11922	179.613	4722.125
06-Mar	7-3	C	1423.71	49680	114	12398	177.964	4674.500
07-Mar	7-3	A	1367.62	43920	73	9001	170.953	4374.000
08-Mar	7-3	A	1082.02	43200	655	10935	135.253	4115.000
10-Mar	11-7	C	1357.66	48240	125	10984	169.708	4672.625
11-Mar	7-3	A	1194.77	42480	122	10126	149.346	4059.500



Anexo 7.

Resultados de la correlación entre demanda eléctrica y caña procesada.

Multiple Regression Analysis

-----  
 Dependent variable: Pc  
 -----

Parameter	Standard Estimate	T Error	Statistic	P-Value
CONSTANT	2346.41	170.769	13.7403	0.0000
TC	12.8997	1.10857	11.6364	0.0000

Analysis of Variance

Source	Sum of Squares	Df	Mean Square	F-Ratio	P-Value
Model	3.72714E6	1	3.72714E6	135.41	0.0000
Residual	2.47731E6	90	27525.7		
Total (Corr.)	6.20445E6	91			

R-squared = 60.072 percent  
 R-squared (adjusted for d.f.) = 59.6284 percent  
 Standard Error of Est. = 165.909  
 Mean absolute error = 131.949  
 Durbin-Watson statistic = 1.38265 (P=0.0012)  
 Lag 1 residual autocorrelation = 0.306972

The StatAdvisor

-----  
 The output shows the results of fitting a multiple linear regression model to describe the relationship between Pc and 1 independent variables. The equation of the fitted model is

$$Pc = 2346.41 + 12.8997*TC$$

Since the P-value in the ANOVA table is less than 0.01, there is a statistically significant relationship between the variables at the 99% confidence level.

The R-Squared statistic indicates that the model as fitted explains 60.072% of the variability in Pc. The adjusted R-squared statistic, which is more suitable for comparing models with different numbers of independent variables, is 59.6284%. The standard error of the estimate shows the standard deviation of the residuals to be 165.909. This value can be used to construct prediction limits for new observations by selecting the Reports option from the text menu.

Anexo 8.  
Código en Matlab 7.0 para la aplicación desarrollada.

**PROGRAMA AGENET.**

```

fprintf(' DISTRIBUCIÓN DE CARGA ENTRE TURBOGENERADORES PARA MÁXIMA GENERACIÓN \n');
fprintf(' EN LA EMPRESA AZUCARERA CIUDAD CARACAS \n');
fprintf('\n');
global TC Po To P2 Pc G1 G2 Gproceso
tic; fprintf(' DATOS DE ENTRADA \n');
TC=input('Molida horaria en t/h, TC= ');
Po=input('Presión de vapor directo en ( kg/cm2 abs), Po= ');
To=input('Temperatura de vapor directo en (°C), To= ');
P2=input('Presión de escape de vapor en (kg/cm2 abs), P2= ');
Npob=100; fprintf('\n'); fprintf(' ESPERE CORRIDA DEL ALGORITMO GENETICO %10.2f\n'); printf('\n');
Mut=0.01; options1=gaoptimset('Generations',inf,'StallTimeLimit',100,'FitnessLimit',1.25e-
11,'EliteCount',2,'PopulationSize',Npob,'SelectionFcn',{@selectionstochunif},'CrossoverFraction',0.8,'Mutation
Fcn',{@mutationuniform},
Mut),'CrossoverFcn',{@crossoverheuristic,1.5},'PlotFcns',{@gaplotbestf,@gaplotbestindiv});
x=ga(@FADAPT,2,options1); fprintf('\n');
fprintf('*****\n');
fprintf(' RESULTADOS \n')
fprintf(' Potencia generada en planta eléctrica (kW) =%10.2f\n',x(1)+x(2))
fprintf(' Potencia generador 1 (kW) =%10.2f\n',x(1))
fprintf(' Potencia generador 2 (kW) =%10.2f\n',x(2))
fprintf(' Consumo interno de la fábrica (kW) =%10.2f\n',Pc)
fprintf(' Potencia entregada al SEN (kW) =%10.2f\n',x(1)+x(2)-Pc)
fprintf(' Consumo vapor para el proceso (t) =%10.2f\n',Gproceso)
fprintf(' Vapor turbogeneradores (t) =%10.2f\n',G1+G2)
fprintf(' Vapor turbo 1 (t) =%10.2f\n',G1)
fprintf(' Vapor turbo 2 (t) =%10.2f\n',G2)
fprintf('*****\n'); toc;

```

**PROGRAMA FADAPT.**

```

%Función de ajuste del AG para determinación distribución de carga entre turbogeneradores
function M=FADAPT(x)
global TC Po To P2 Pc G1 G2 Gproceso
%demanda interna de la fábrica y consumo de vapor de proceso.
Pc=2346.41+12.8997*TC;
Gproceso=0.5255*TC;
%Valores máximos para normalizar.
kW1max=4070;kW2max=4150;Pomax=19;To1max=371;To2max=368;P2max=2.9;Gmax=64;
if x(1)>0 & x(1)<4000 & x(2)>0 & x(2)<4000
E1=[Po/Pomax;To/To1max;P2/P2max;x(1)/kW1max];
E2=[Po/Pomax;To/To2max;P2/P2max;x(2)/kW2max];
G1=T1RN4551(E1);
G2=T2RN4401(E2);
Gt=G1+G2;
Pt=x(1)+x(2);
M=(10000/(x(1)+x(2)))+abs(Gt-Gproceso);
else
M=(10000/(x(1)+x(2)))+10000000000;
end

```

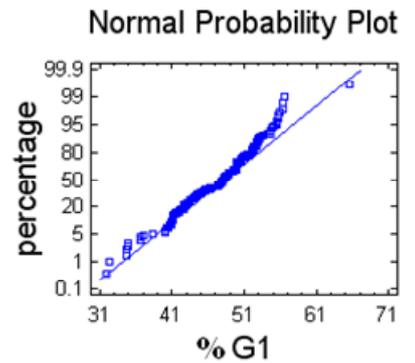
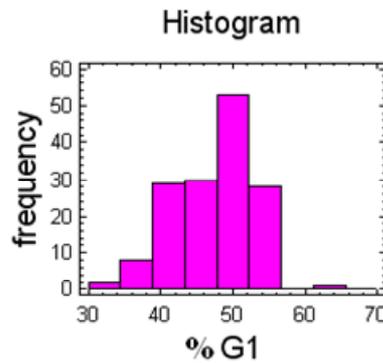
Anexo 9.

Análisis de la muestra de porcentaje de distribución de vapor por cada generador.

### TURBOGENERADOR 1

SnapStat: One Sample Analysis

Data variable: % G1  
Count = 151  
Average = 47.3219  
Median = 48.28  
Standard deviation = 5.63045  
Minimum = 31.94  
Maximum = 65.45  
Std. skewness = -1.3923  
Std. kurtosis = 0.535707



### TURBOGENERADOR 2

SnapStat: One Sample Analysis

Data variable: % G2  
Count = 151  
Average = 52.6781  
Median = 51.72  
Standard deviation = 5.63045  
Minimum = 34.55  
Maximum = 68.06  
Std. skewness = 1.3923  
Std. kurtosis = 0.535707

