



*Instituto de Postgrado y Formación Continua  
Escuela Técnica Superior de Ingeniería (ICAI)*

*Master en Gestión Técnica y Económica en el Sector Eléctrico*

---

## **TESIS DE MASTER**

**ExpandRD: Modelo de Planificación de Expansión  
de Largo Plazo Generación/Red para República Dominicana**

**Autor:**

***Julio Enrique Díaz Cohén***

***Email: j.diaz@itabo.com***

---

Marzo 2004. Madrid, España

*Autorizada la Entrega de la Tesis del Alumno*

---

***JULIO ENRIQUE DIAZ COHEN***

EL DIRECTOR

*Mauricio Caamaño*

*Firma:* \_\_\_\_\_



\_\_\_\_\_ *Fecha:* **23-Mar-04**

EL TUTOR

*Andrés Ramos Galán*

*Firma:* \_\_\_\_\_ *Fecha:* \_\_\_\_\_

EL COORDINADOR

*Tomás Gómez San Román*

*Firma:* \_\_\_\_\_ *Fecha:* \_\_\_\_\_

---

# INDICE GENERAL

---

<b>INDICE GENERAL</b> .....	<b>3</b>
<b>INDICE DE FIGURAS</b> .....	<b>6</b>
<b>RESUMEN</b> .....	<b>8</b>
<b>ABSTRACT</b> .....	<b>9</b>
<b>CAPÍTULO 1</b> .....	<b>10</b>
<b>INTRODUCCION</b> .....	<b>10</b>
1.1 OBJETIVOS Y ESTRUCTURA DE LA TESIS.....	11
1.2 ORGANIZACIÓN DEL DOCUMENTO.....	13
<b>CAPÍTULO 2</b> .....	<b>14</b>
<b>ESTADO DEL ARTE</b> .....	<b>14</b>
2.1 GENERALIDADES DE MODELOS DE PLANIFICACIÓN.....	14
2.1.1 <i>Modelado del Sector Eléctrico</i> .....	14
2.1.2 <i>Herramientas Matemáticas</i> .....	17
2.1.3 <i>Metodologías Empleadas</i> .....	18
2.2 MODELOS DE ENTORNO DESREGULADO.....	19
2.3 MODELOS DE ENTORNO TRADICIONAL.....	23
2.3.1 <i>Características generales de algunos modelos</i> .....	24
2.3.2 <i>Resumen comparativo de los modelos presentados</i> .....	36
<b>CAPÍTULO 3</b> .....	<b>38</b>
<b>MODELO DE PLANIFICACION</b> .....	<b>38</b>
3.1 OPTIMIZACIÓN ESTOCÁSTICA.....	38
3.1.1 <i>Equivalente Determinista</i> .....	39
3.2 CARACTERIZACIÓN DEL SISTEMA.....	41
3.2.1 <i>División Temporal</i> .....	42
3.2.2 <i>Representación de la demanda</i> .....	42
3.2.3 <i>Representación de las centrales</i> .....	45

3.2.4 Representación sin red.....	48
3.2.5 Representación de la red.....	48
3.3 FORMULACIÓN MATEMÁTICA DEL MODELO.....	50
3.3.1 Símbolos: Parámetros y Variables .....	50
3.3.2 Función Objetivo.....	53
3.3.3 Restricciones.....	54
3.4 IMPLANTACIÓN INFORMÁTICA.....	59
3.4.1 Lenguaje de Modelado.....	59
3.4.2 Modo de Uso .....	64
3.4.3 Archivos de Entrada .....	64
3.4.4 Archivos de Salida.....	67
3.4.5 Comentarios al Uso del Modelo.....	68
<b>CAPÍTULO 4 .....</b>	<b>69</b>
<b>ESTUDIO DE APLICACION.....</b>	<b>69</b>
4.1 OBJETIVOS DEL ESTUDIO.....	69
4.2 INFORMACIÓN UTILIZADA.....	70
4.2.1 Inventario de la Generación Existente y Proyectos Previstos.....	71
4.2.2 Parámetros de las Unidades Generadoras del Sistema .....	71
4.2.3 Información de Redes Actuales y Previstas.....	72
4.2.4 Previsión Alternativas Disponibles de Expansión.....	73
4.2.1 Alternativas Expansión Red.....	75
4.2.5 Proyección de Escenarios de Demanda.....	76
4.2.6 PROYECCIÓN DE PRECIOS DE COMBUSTIBLES .....	78
4.3 RESULTADOS DE LA EXPANSIÓN .....	78
4.3.1 Expansión Equipo Generador.....	80
4.3.2 Expansión Red.....	84
4.3.3 Costos Marginales de Operación en Barra de Referencia.....	88
4.4 CONCLUSIONES .....	89
4.4.1 Conclusiones Sobre Metodología.....	89
4.4.2 Conclusiones Sobre Resultados.....	90
<b>BIBLIOGRAFIA .....</b>	<b>92</b>
<b>ANEXOS .....</b>	<b>95</b>
ANEXO A. SECTOR ELÉCTRICO DOMINICANO.....	96
Ambiente Regulatorio.....	96
Caracterización del Sector.....	97
ANEXO B. MODELO DE STACKELBERG.....	100
ANEXO C. GAMS: REFERENCIAS BÁSICAS.....	102
Bloques Obligatorios.....	103

<i>Bloques Opcionales</i> .....	104
<i>Líneas de Comentario</i> .....	109
<i>Análisis de Solución</i> .....	109
ANEXO D. PARQUE DE GENERACIÓN EXISTENTE –SISTEMA DOMINICANO.....	114
ANEXO E. CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DEL PARQUE EXISTENTE.....	116
ANEXO F. CÓDIGO DEL MODELO EN GAMS .....	118

## INDICE DE FIGURAS

---

FIG. 1.1. ENFOQUE CONCEPTUAL DEL MODELO SEGÚN EL MODELADO DEL SECTOR ELECTRICO.....	16
FIG. 1.2. CLASIFICACIÓN DE LOS METODOS USADOS EN LA PLANIFICACION ELECT RICA.....	17
FIG. 1.3. CLASIFICACIÓN DE LOS MODELOS UTILIZADOS EN PLANIFICACION.....	18
FIG. 1.4. CLASIFICACIÓN DE LOS MODELOS SEGÚN ALCANCE TEMPORAL Y GRADO DE COMPETENCIA.....	20
FIG. 1.5. PRINCIPALES CARACTERÍSTICAS Y USOS DE LOS MODELOS DE MERCADO.....	22
FIG. 1.6. CARACTERIZACIÓN DE LOS MODELOS REVISADOS.....	36
FIG. 1.7. UBICACIÓN ESPACIAL DEL MODELO A DESARROLLAR.....	37
FIG. 1.8. MÉTODOS DE APROXIMACION CURVA DURACION-CARGA.....	43
FIG. 1.9. APROXIMACIÓN POR BLOQUES Y NUMERICA.....	44
FIG. 1.10. ÁRBOL DE PROBABILIDAD DE LA DEMANDA.....	44
FIG. 1.11. APROXIMACIÓN LINEAL DEL COSTO.....	46
FIG. 1.12. COMPOSICIÓN PORCENTUAL POR TIPO DE GENERACION AÑO 2003.....	47
FIG. 1.13. MODELO A NODO UNICO.....	48
FIG. 1.14. PRINCIPALES CARACTERISTICAS DE LOS LENGUAJES DE MODELADO.....	60
FIG. 1.15. INTERFAZ PARA ENTRADA DE DATOS.....	63
FIG. 1.16. PARQUE DE GENERACIÓN EXISTENTE EN EL SISTEMA DOMINICANO.....	71
FIG. 1.17. SISTEMA DE TRANSPORTE DOMINICANO (300 NODOS APROX). ....	72
FIG. 1.18. SISTEMA DE TRANSPORTE SIMPLIFICADO (17 NODOS).....	73
FIG. 1.19. ALTERNATIVAS DE EXPANSIÓN DE GENERACIÓN.....	74
FIG. 1.20. ALTERNATIVAS DE EXPANSIÓN RED.....	75
FIG. 1.21. ESCENARIOS DE DEMANDA PROYECTADOS.....	77
FIG. 1.24. COSTOS MARGINALES PROMEDIOS DE OPERACION.....	88
FIG. 1.25. PARQUE INSTALADO. CASO VARIABLES ENTERAS Y CENS=80 US\$/MWH. ....	90

"The Technology improvements in algorithms, modeling languages, software, and hardware have made the methodology accessible, easy to use, and fast. So the Age of Optimization has arrived"

George L. Nemhauser (1994)

## RESUMEN

---

El objetivo de esta Tesis consiste en el desarrollo de un modelo que sirva de apoyo en la toma de decisiones frente a problemas de selección de inversiones y planificación de la operación del Sistema Eléctrico Dominicano, debiéndose determinar un plan de obras indicativo óptimo. Asimismo el modelo deberá proporcionar información de: la tecnología del equipo generador, su localización, tamaño y fecha de puesta en servicio; los tramos de red que deben ser ampliados y la fecha de puesta en servicio; y los costos marginales de operación y su evolución futura que surgen como subproducto de la solución del problema de optimización.

El modelo de planificación planteado es de tipo lineal entero mixto, donde la función objetivo representa el valor presente de los costos de inversión y operación del sistema. Se trata de minimizar la función objetivo sujeta a ciertas restricciones de abastecimiento, capacidad, etc., y dado un árbol de probabilidad de ocurrencia de la demanda, lo que hace al modelo ser un modelo planificación estocástica.

El modelo ha sido escrito en el lenguaje algebraico de programación matemática GAMS versión 20.5 desarrollado por GAMS Development Corporation, y emplea como optimizador para el problema entero mixto el CPLEX. De hecho, la utilización de GAMS como lenguaje, garantiza la adaptación del dimensionamiento del programa al caso de estudio. De esta manera se consigue una flexibilidad total en su uso, no asociada al problema a resolver en lo que respecta a la entrada de datos.

Para el caso concreto del Sistema Eléctrico Dominicano, se elaboró un estudio de aplicación que permitiera realizar una planificación óptima de la expansión de generación-red de largo plazo, dando indicaciones del crecimiento requerido de generación y transmisión en las distintas zonas para atender adecuadamente la demanda prevista en el horizonte del estudio. Esta planificación de largo plazo tiene como objetivo servir de marco de referencia hacia el cual deben tender todos los resultados de corto y mediano plazo, proporcionando un norte, una meta clara hacia la cual deben tender toda estrategia de expansión propuesta para el sistema.

## **ABSTRACT**

---

The objective of this Thesis consists of the development of a model that serves as support in the decision making as opposed to problems of selection of investments and planning of the operation of the Dominican Electrical System, being due to determine an optimal work plan indicative. Also the model will have to provide information of: the technology of the generation equipment, its location, size and date of putting in service; the sections of network that must be extended and the date of putting in service; and the marginal costs of operation and their future evolution that arise like by-product of the solution of the optimization problem.

The raised model of planning is of linear type whole compound, where the objective function represents the present value of the costs of investment and operation of the system. One is to diminish the subject function objective to certain restrictions of supplying, capacity, etc., and given a tree of probability of occurrence of the demand, which makes to the model to be a stochastic model planning.

The model has been written in the algebraic language of mathematical programming GAMS version 20,5 developed by GAMS Development Corporation, and uses like optimizer for the mixed whole problem the CPLEX. In fact, the use of GAMS like language, guarantees the adaptation of the sizing of the program to the case of study. This way a total flexibility in its use is obtained, not associated to the problem to solve with regard to the entrance of data.

For the concret case of the Dominican Electrical System, an application study was elaborated that allowed to make an optimal planning of the expansion of generation-network of long term, being given indications of the required growth of generation and transmission in the different zones to suitably take care of the demand anticipated in the horizon of the study. This planning of long term must as objective serve as reference frame towards which they must tend all the results of short and medium term, providing a north, a clear goal towards which must tend all strategy of propose expansion for the system.

# CAPÍTULO 1

## INTRODUCCION

---

Al igual que casi todos los sectores económicos de la sociedad, el comportamiento de los sistemas eléctricos está sujeto a una serie de incertidumbres que dificultan la tarea de planificación y finalmente, la toma de decisiones de inversión. Particularmente en el sector eléctrico, el tamaño de los sistemas interconectados, la incertidumbre de la demanda y precios futuros, la hidraulicidad y la disponibilidad de los equipos, convierten el problema de planificación de expansión en un problema de gran escala, estocástico y combinatorio.

Los estudios de planificación son fundamentales para una correcta toma de decisiones. Los planes de expansión de inversión obtenidos mediante estos estudios han de poseer la mayor robustez posible, esto es que los resultados obtenidos sigan resultando atractivos para un conjunto del sistema con independencia de los acontecimientos futuros en el sistema. El modelado que se adopte debe reproducir por un lado, con la mayor similitud posible, la optimización real del sistema, y por otro usar metodologías que simulen los aspectos de incertidumbre inherentes de estos problemas. Como es lógico, la mayor precisión en el modelado supone un aumento de la carga computacional y puede ocasionar la carencia de un algoritmo que solucione el problema, mientras que un modelado simplista que permita utilizar un algoritmo disponible, puede llegar a proporcionar soluciones inadecuadas. En este sentido, el modelado debe ser un compromiso entre un modelado exhaustivo y uno simplista, dependiendo en gran medida de las características en tamaño y complejidad del sistema que esté analizando.

Dada la complejidad del problema por su naturaleza no lineal con variables discretas, y las elevadas cantidades económicas envueltas, se requiere disponer de modelos matemáticos que

representen correctamente el funcionamiento de los medios de producción, al tiempo que sean capaces de encontrar soluciones robustas y flexibles que permitan optimizar las decisiones.

Hasta finales de la década de los 50, la única herramienta disponible para resolver estos problemas de expansión fueron herramientas de análisis de flujo de potencia (Power Flow). Fue hasta 1957 que Masse and Gilbrat registraron una de las primeras aproximaciones para tratar de resolver el problema de expansión aplicando programación lineal [MASS57]. Más de una década después, en 1970, Garver formuló el problema de expansión de la transmisión como un problema de flujo de potencia lineal logrando obtener buenos resultados [GARV70]. A partir de entonces, diferentes métodos de solución han sido propuestos para resolver el problema de planificación. En general, se pueden clasificar en dos grupos: los que utilizan técnicas de programación matemática y los que utilizan métodos heurísticos modernos. La elección del método de solución dependerá del tamaño del sistema que se está modelando, y la representación que se haga de cada uno de los elementos que lo forman.

Las particularidades de los problemas de planificación eléctrica y las estructuras de los sistemas eléctricos han permitido dividir la planificación de la expansión en dos subproblemas: uno de largo plazo (*generación/red*) y otro de corto plazo (*distribución*). La presente Tesis se centra justo en el problema de largo plazo aplicado en concreto al Sistema Eléctrico de la República Dominicana<sup>1</sup>. Se plantea desarrollar una herramienta de planificación de largo plazo que ayude a la optimización de la expansión de generación y red en el Sistema Eléctrico Dominicano.

## 1.1 Objetivos y Estructura de la Tesis

---

El objetivo de todo modelo de optimización para la planificación de la expansión de la generación y la transmisión de un sistema eléctrico, es determinar un programa de instalación de grupos de generación y líneas de transmisión de modo que conduzcan a un plan óptimo de expansión del sistema dado un cierto nivel de fiabilidad del sistema. El objetivo de esta

---

<sup>1</sup> Ver Anexo A para detalles sobre el Sistema Eléctrico de República Dominicana.

Tesis consiste en el desarrollo de un modelo que sirva de apoyo en la toma de decisiones frente a problemas de selección de inversiones y planificación de la operación del Sistema Eléctrico Dominicano, debiéndose determinar:

- La tecnología, el tamaño, la fecha de puesta en servicio y la ubicación de los grupos futuros, determinándose un plan de obras indicativo.
- Los tramos de red que deben ser ampliados y la fecha de puesta en servicio.
- Los costos marginales de operación y su evolución futura, como subproducto de la solución del problema de optimización.
- La operación de los grupos existentes.

La metodología adoptada para abordar el desarrollo del modelo de planificación planteado consiste en dividir el desarrollo en dos fases:

***1ra. Fase.*** Se resuelve el problema de planificación de la expansión de la generación como un sistema sin red a nodo único. Esto permite valorar el compromiso entre la precisión del modelado y la carga computacional requerida, y realizar los ajustes y simplificaciones necesarias para abordar el tema con red.

***2da. Fase.*** Se incluye un sistema representativo de la red de transporte, de modo que pueda enfrentarse el problema completo de planificación de expansión generación/red, determinando conjuntamente la ubicación de los grupos y de la expansión en red necesaria.

---

## 1.2 Organización del documento

---

En este **capítulo 1** se enmarca conceptualmente el problema de planificación de expansión, se presenta el objetivo que se persigue en la Tesis y se expone la estructura del trabajo.

En el **capítulo 2** se realiza una revisión bibliográfica donde además de identificar las distintas formas de abordar el tema de planificación de la expansión en la actualidad, se presentan algunos modelos desarrollados a la fecha para enfrentar este problema, sobre los cuales se hace un análisis objetivo de sus virtudes y defectos, que sirve de base para la caracterización de la solución final a emplear.

En el **capítulo 3** se describe la herramienta matemática a utilizar en el modelo de planificación a desarrollar, así como la caracterización del sistema, la formulación matemática del problema y su implantación informática.

En el **capítulo 4** se expone paso a paso, el proceso realizado para el estudio de aplicación en el Sistema Eléctrico Dominicano. Asimismo, se presentan los resultados y las conclusiones que finalmente se obtuvieron del estudio.

En las **últimas secciones** de este documento se detalla la bibliografía utilizada, y se anexa información detallada de algunos tópicos tratados.

## **CAPÍTULO 2**

### **ESTADO DEL ARTE**

---

#### **2.1 Generalidades de Modelos de Planificación**

---

##### ***2.1.1 Modelado del Sector Eléctrico***

El problema de determinar políticas de inversión óptimas en sistemas eléctricos dado los rápidos crecimientos de la demanda de energía, los altos costos de inversión, el gran número y diversidad de alternativas, y el trabajo numérico que implica evaluar en profundidad una política simple, ha motivado a través de los años el desarrollo de sofisticados modelos matemáticos y algoritmos computacionales de planificación.

Las metodologías y técnicas de cálculo empleadas para el diseño de modelos de planificación del sector eléctrico son muy diversas. En general requieren un significativo esfuerzo de modelado y consumen importantes recursos computacionales, por lo que se han desarrollado técnicas específicas dependiendo del uso concreto que se quiera dar al modelo, es decir, atendiendo a su ámbito preferente de utilización.

El ámbito de utilización de los modelos suele definir un problema conceptual distinto que normalmente requiere una metodología de diseño del modelo también distinta. En el sentido más amplio, los modelos, atendiendo a las características del modelado del Sector Eléctrico,

pueden agruparse según el marco regulatorio en que se desenvuelve el negocio de generación, en: modelos de entorno tradicional y modelos de entorno desregulado<sup>2</sup>.

### **Entorno Tradicional**

En un esquema de regulación tradicional del sector eléctrico, la planificación de la generación tiene por objeto operar las instalaciones existentes o futuras que satisfagan la demanda con un costo mínimo, con una seguridad de suministro satisfactoria y cumpliendo las limitaciones técnicas propias de los medios de producción. Se tiende, en general, a que esta función sea centralizada empleando para ello modelos de planificación basados en problemas de optimización.

El modelado de la planificación en este contexto ha sido objeto de investigación y desarrollo desde que las tecnologías de la computación lo han permitido, alcanzando la metodologías un grado de madurez que ha posibilitado el desarrollo de sofisticados modelos capaces de analizar casi cualquier aspecto relacionado con la utilización eficiente de los medios de producción. Además, estos modelos están en la frontera de lo computacionalmente viable, permitiendo conjugar tiempos de cálculo razonables con el máximo realismo posible en el modelado de la operación de la generación.

### **Entorno Desregulado**

Los sectores eléctricos basados en libre competencia se caracterizan por un fuerte incremento de la responsabilidad de los diferentes agentes implicados (empresas y consumidores), siendo los precios y las producciones fijados finalmente por la ley de oferta la demanda.

A la vista de los cambios estructurales que sufre la planificación en un mercado liberalizado es evidente que tanto los procedimientos de gestión como las herramientas y modelos de cálculo empleados por las empresas eléctricas requieren planteamientos conceptuales distintos. En particular, estos nuevos planteamientos deben considerar el hecho de que la explotación de la generación ya no esta basada en decisiones centralizadas o administrativas,

---

<sup>2</sup> Aunque dependiendo del país o del sistema eléctrico, existen distintas formas de organizar el sector, existen estas dos categorías claramente diferenciadas.

sino en el resultado de las decisiones de los diferentes agentes que componen el mercado. En consecuencia, los modelos teóricos de mercado deben jugar un papel medular en la representación de la explotación desplazando a los tradicionales problemas de minimización de costos como núcleo de los procedimientos de cálculo empleados en la planificación. Ver Fig. 1.1.

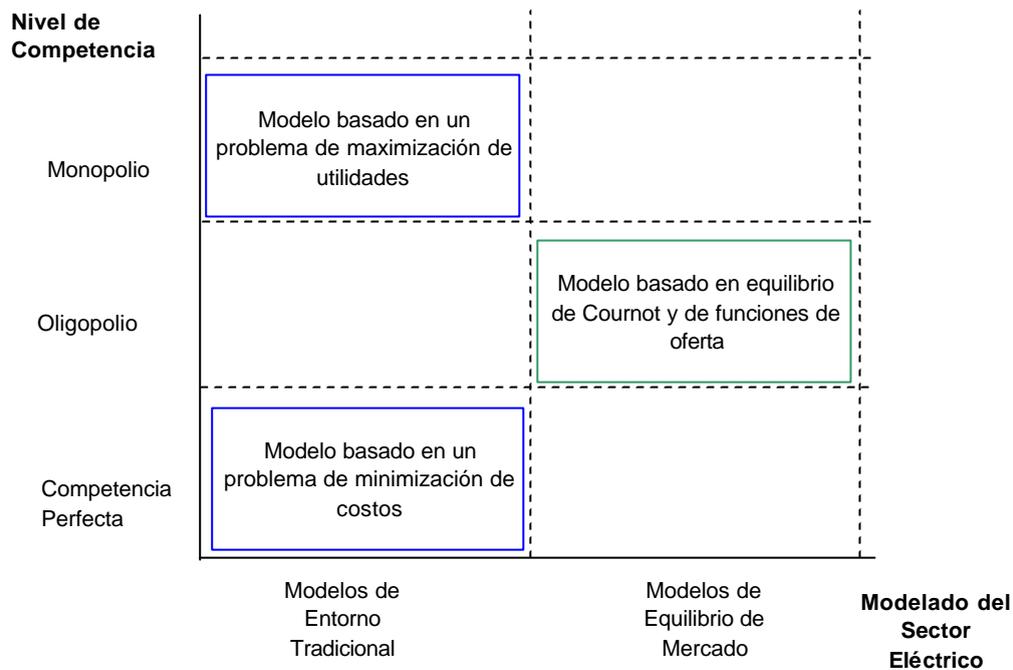


FIG. 1.1. ENFOQUE CONCEPTUAL DEL MODELO SEGÚN EL MODELADO DEL SECTOR ELECTRICO

En resumen, se deben emplear modelos de los estudios de planificación que consideren los mecanismos que explican correctamente quien genera, cuando y además ahora a que precio. Para ello, dichos modelos deben caracterizar correctamente el comportamiento de todos los agentes implicados (operador del mercado, demanda y empresas), mientras modelan el sistema eléctrico con las mismas restricciones técnicas que los modelos tradicionales.

### 2.1.2 Herramientas Matemáticas

Durante los últimos treinta años se han propuesto diferentes métodos de solución para resolver el problema de planificación. Ver Fig. 1.2. En general, estos métodos pueden clasificarse en dos grupos: los que utilizan técnicas de programación matemática y los que utilizan métodos metaheurísticos modernos. El primer grupo incluye una variedad de diversas técnicas de programación matemática: programación lineal [MASS57], [GARV70]; programación lineal entera mixta [LEVI95]; programación dinámica [KALT70], [MONT79]; descomposición de Benders [BLOO82], [PERE85], [URRU95]. Estos métodos basados en programación matemática se caracterizan por garantizar un óptimo numérico y permitir un elevado número de restricciones. El reto para estos métodos es el de resolver problemas de gran escala, dado que la naturaleza combinatoria en las decisiones de expansión origina formulaciones de programación entera mixta, los cuales sólo pueden ser resueltos para sistemas de potencia de pequeña y mediana dimensión. El segundo grupo incluye una variedad de métodos heurísticos modernos: algoritmos genéticos o evolutivos [PARK96]; búsqueda tabú [WEN\_97]; búsqueda aleatoria [BINA01]; sistemas expertos [TEIR98]. En el caso de los métodos heurísticos modernos, las dificultades principales son de ajustes de los parámetros iniciales del algoritmo, la no garantía del óptimo y dificultad de cumplir todas las restricciones de operación, y su lenta convergencia.

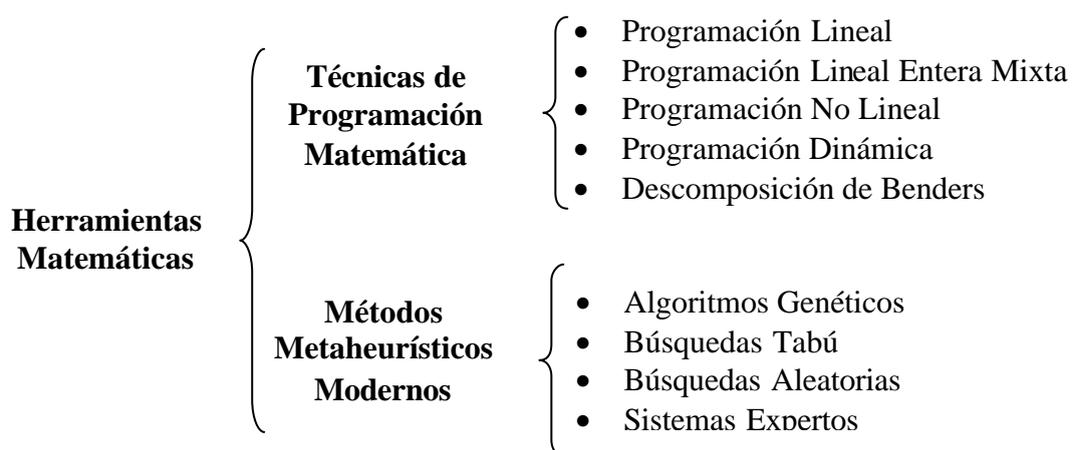


FIG. 1.2. CLASIFICACIÓN DE LOS METODOS USADOS EN LA PLANIFICACION ELECTRICA

### 2.1.3 Metodologías Empleadas

En un principio los modelos de planificación pueden ser diseñados para sólo evaluar planes de expansión o para proponerlos [URRU95]. Ver Fig.1.3. Entre los modelos que sólo evalúan planes de expansión, se distinguen los modelos de operación y los de sustitución marginal, estos últimos suelen emplear métodos heurísticos que parten de un programa inicial de obras, el cual debe satisfacer en forma razonable las restricciones del problema, y tratan de mejorar el programa inicial reduciendo los costos de operación a través de sustituciones marginales. El mayor problema de estos métodos es que sólo permiten evaluar un número finito de planes de inversión, dado que la sustitución puede tornarse muy extensa y requerir muchas iteraciones, al tiempo que no asegura un óptimo global, dado que siempre existirán configuraciones que no se consideren en los planes alternativos establecidos inicialmente.

Los modelos que proponen planes de expansión se conocen como modelos globales de optimización, y se caracterizan por buscar y evaluar un gran número de políticas de inversión y encontrar la solución óptima que minimiza los costos. De esto último se deduce que cada una de estas políticas evaluadas corresponde a una solución factible del problema de optimización. Estos modelos suelen emplear programación matemática para la solución del problema de optimización. El mayor problema de este tipo de modelos es la forma simplista de modelar el sistema que se analiza dado los altos requerimientos computacionales. Sin embargo poseen una gran ventaja frente a los modelos anteriores, dado que el planificador no necesita generar distintos planes de expansión, sino que es el modelo quien entrega el plan óptimo que minimiza los costos.

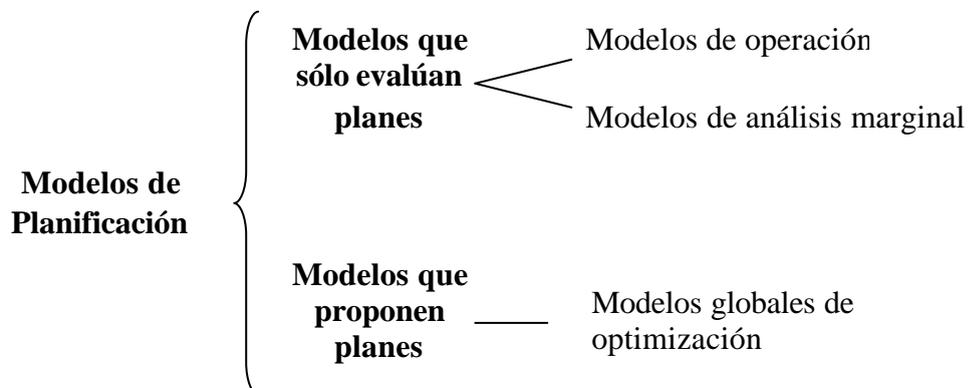


FIG. 1.3. CLASIFICACIÓN DE LOS MODELOS UTILIZADOS EN PLANIFICACION

En esta revisión bibliográfica se analizan los distintos elementos y metodologías utilizadas por modelos empleados en la planificación de los sistemas eléctricos. Se prestará especial atención a la identificación de aspectos referentes al tratamiento del modelado del sistema y de la incertidumbre, de modo que se pueda combinar los distintos avances logrados en la mejora conjunta de la eficacia del modelo que se desarrollará en el trabajo. Los modelos analizados son el GOL, MGI, PERLA, CHOPIN, PLANBEN y SAPP-LT. Todos estos modelos han sido empleados en la planificación de sistemas eléctricos reales. Se hace importante avanzar que de acuerdo con la utilización principal que se le da a cada modelo se definen sus especificaciones. Por consiguiente la variación entre los diferentes objetivos perseguidos, originan los distintos modelos empleados, los grados de detalle alcanzados y las características del sistema eléctrico a considerar, y finalmente los resultados obtenidos de cada modelo.

## **2.2 Modelos de Entorno Desregulado**

---

Como se resaltó anteriormente, los modelos de largo plazo se diseñaban como instrumentos de ayuda a la planificación de la expansión del sistema generador desde una óptica centralizada. En esta línea, se han llegado a desarrollar herramientas muy potentes basadas en técnicas de optimización estocástica, como se verá mas adelante, capaces de proponer planes de expansión robustos de mínimo costo que satisfacen una serie de criterios.

La liberalización y su consiguiente descentralización de las decisiones de inversión traslada a cada agente la responsabilidad de evaluar la conveniencia de invertir en nuevos medios de producción. En este contexto, los estudios de viabilidad de nuevas inversiones deben considerar el flujo actualizado de ingresos a lo largo de los años, considerando obviamente el comportamiento del mercado además de la naturaleza estocástica de las aportaciones y del comportamiento de la demanda.

El alcance temporal, además de condicionar el nivel de detalle del modelado de ciertos aspectos de la explotación, también puede influir en cual es el enfoque conceptual del modelado del mercado más adecuado. En el caso del monopolio y de la competencia perfecta este atributo no modifica la estructura básica del modelo de mercado aplicable. Sin embargo,

en el caso del oligopolio se convierte en decisivo para definir que modelo teórico de mercado es adecuado para cada tipo de alcance. En la Fig. 1.4. se muestra la clasificación de los modelos más adecuados en función del alcance temporal y del grado de competencia.

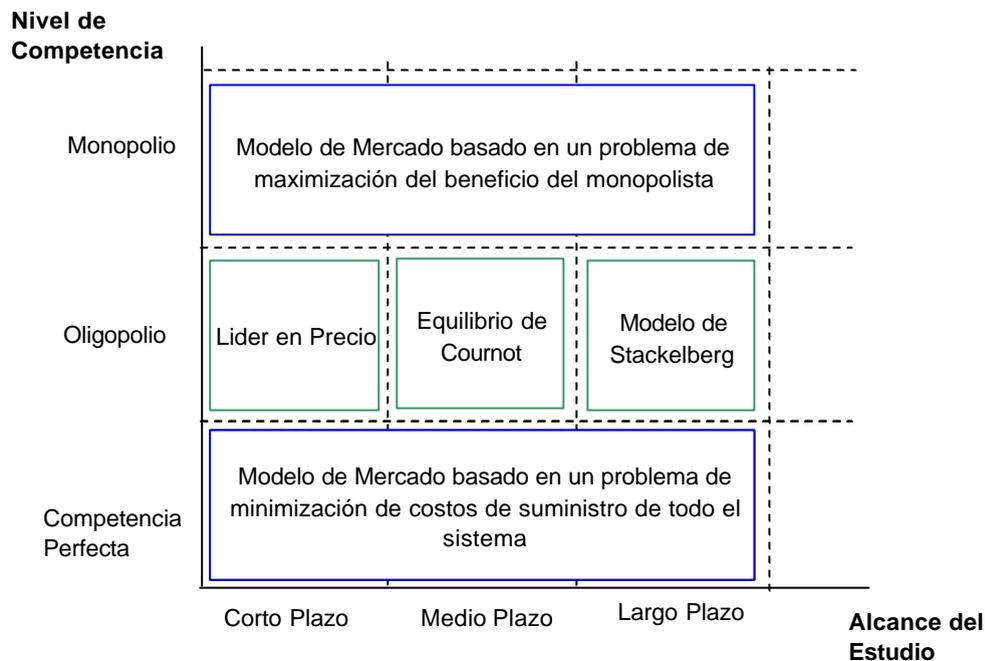


FIG. 1.4. CLASIFICACIÓN DE LOS MODELOS SEGÚN ALCANCE TEMPORAL Y GRADO DE COMPETENCIA

El estudio de los mercados formados por pocas empresas ha cobrado especial relevancia en el sector eléctrico, ya que con frecuencia en los mercados eléctricos de reciente liberalización compiten un número reducido de agentes. En este sentido, los mercados en general y el de generación de energía eléctrica en particular, pueden ser clasificados atendiendo a su grado de competencia, en tres niveles: monopolios, oligopolios y mercados de competencia perfecta.

### Monopolio

El monopolio representa el menor nivel posible de competencia al existir una única empresa productora. En este caso el modelo conceptual que representa correctamente el funcionamiento del mercado viene definido por un problema de optimización no lineal con

restricciones. La función objetivo consiste en la maximización del beneficio del monopolista sujeta a las restricciones técnicas del equipo generador y considerando el comportamiento de los consumidores mediante la función de la demanda.

### **Oligopolio**

El oligopolio representa el siguiente nivel de competencia, en el cual sólo un grupo reducido de empresas con cierto grado de influencia sobre el precio compite en el mercado. En este sentido, es la estructura de mercado más representativa de los mercados eléctricos reales, ya que estos normalmente están formados por un número reducido de grandes empresas generadoras.

En los mercados perfectos o en el monopolio las empresas pueden tomar sus decisiones sin considerar la influencia de sus competidores (en el caso del monopolista simplemente no existen). Sin embargo, en un mercado oligopolista es imprescindible que cada empresa generadora tenga en cuenta la interdependencia de sus decisiones con las decisiones del resto de los agentes, ya sean presentes o futuros.

En el caso del oligopolio, para poder representar correctamente el equilibrio del mercado hay que resolver simultáneamente los problemas de optimización de todas las empresas involucradas. Además, como se dijo anteriormente, el modelo de mercado adecuado al oligopolio dependerá del alcance temporal del estudio, no existiendo un único modelo matemático basado en optimización como en el caso del monopolio.

En el desarrollo del modelo que nos compete, las decisiones estratégicas a largo plazo de las empresas oligopolistas tienen como objetivo principal asegurar su posición privilegiada en el mercado. En consecuencia, tratan de imponer barreras de entrada con la intención de desalentar a los posibles nuevos entrantes. Un ejemplo típico es la autolimitación de precios o cuando las empresas incurren en un gasto estratégico de sobrecapacidad para debilitar la posición de los nuevos entrantes, lo que además de prevenir la entrada asegura una mejor posición en el mercado en el caso de producirse. Este es el caso del modelo de empresa líder o modelo de Stackelberg que se describe en el Anexo B, que se basa en un juego dinámico bietapa, que se adapta bien al problema de expansión de la capacidad instalada de una

empresa, ya que considera la influencia de estas decisiones de inversión en el comportamiento futuro de las otras empresas competidoras.

Los estudios de largo plazo relacionados con la expansión de la generación pueden abordarse en un entorno de competencia oligopolista con el modelo teórico de Stackelberg<sup>3</sup> y con competencia al estilo Cournot [CHUA01]<sup>4</sup> [LAPI02]<sup>5</sup>. Modelos de líder en precio quedan restringidos al comportamiento del mercado en el corto plazo. Ver Fig. 1.5 [VENT02].

Modelos de Mercado	Autores	Año	Uso	Principal Característica	Método de Solución	Tamaño del Sistema	Mercado Implementado
Precios exogenos	Gross y Finlay	1996	Coordinación de la Generación	Precios determinísticos	LP	Grande	
Precios exogenos	Fleten	1997	Manejo de riesgos	Precios estocásticos	LP	Grande	Nord Pool
Precios exogenos	Pereira	1999	Manejo de riesgos	Precios estocásticos	Benders	Grande	
Líder en precio	García	1999	Acoplamiento de unidades	Modelado Térmico	MIP	Grande	España
Líder en precio	Baillo	2001	Coordinación Hidrotérmica Corto Plazo		MIP	Grande	España
Líder en precio	Anderson y Philpott	2002	Construcción de la curva de oferta	Demanda estocástica	NLP	Prototipo	
Líder en precio	Baillo	2002	Construcción de la curva de oferta	Demanda estocástica	MIP	Grande	
SFE	Green y Newberry	1992	Análisis de poder de mercado	Demanda estocástica	NI	Prototipo	UK
SFE	Bolle	1992	Análisis de poder de mercado	Demanda estocástica	NI	Prototipo	
SFE	Rudkevish	1998	Análisis de poder de mercado	Demanda estocástica	NI	Prototipo	Pennsylvania
SFE	Halset	1998	Análisis de poder de mercado		Heurístico	Mediano	Nord Pool
SFE	Castillo y Barquín	2000	Construcción de la curva de oferta		NI	Prototipo	
Cournot	Borenstein y Bushnell	1999	Análisis de poder de mercado	Congestión radial	Heurístico	Mediano	California
Cournot	Scott y Read	1996	Coordinación Hidrotérmica	Enlaces Interperiodos	DP	Mediano	Nueva Zelanda
Cournot	Bushnell	1998	Coordinación Hidrotérmica	Modelo analítico	DP	Mediano	California
Cournot	Barquín	2000	Coordinación Hidrotérmica	Comportamiento dinámico	DP	Mediano	
Cournot	Ventosa	2000	Coordinación Hidrotérmica de Largo Plazo		MCP+DP	Grande	España
Cournot	Battle	2000	Análisis de Riesgo	Precios estocásticos	Simulación	Grande	España
Cournot	Otero-Novas	2000	Planeación económica anual	Comportamiento de los agentes	Heurístico	Grande	España
Cournot	Kelman	2000	Coordinación Hidrotérmica de Largo Plazo			Grande	Brazil
Cournot	Rivier	2001	Coordinación Hidrotérmica	Modelo Hidrotermico	MCP	Grande	España
Stackelberg	Ventosa	2002	Planeación de expansión	Decisiones de Inversión	MPEC	Mediano	
Stackelberg	Murphy y Smeers	2002	Planeación de expansión	Decisiones de Inversión	MPEC	Mediano	
Spatial Cournot	Hogan	1997	Manejo de congestión	Restricciones en Red		Prototipo	
Spatial Cournot	Oren	1997	Manejo de congestión	Restricciones en Red		Prototipo	
Spatial Cournot	Hobbs	2000	Manejo de congestión	Flujo DC	MPEC	Mediano	
Spatial Cournot	Wei Smeers	1999	Manejo de congestión	Restricciones en Red	VI	Grande	Europa
Spatial Cournot	Kemfert y Tol.	2000	Análisis de poder de mercado	Restricciones en Red	MCP	Mediano	Alemania
Spatial Cournot	Hobbs	2001	Manejo de congestión	Flujo DC	LCP	Grande	
CV	García-Alcalde	2002	Proyección de precios		LCP	Grande	España
CSF	Day	2002	Manejo de congestión	Flujo DC	LCP	Grande	UK

FIG. 1.5. PRINCIPALES CARACTERÍSTICAS Y USOS DE LOS MODELOS DE MERCADO<sup>67</sup>

<sup>3</sup> En Tirole, 90 se presenta una amplia discusión sobre la idoneidad del modelo de Stackelberg al problema de la inversión en capacidad productiva y su repercusión en la formación de barreras de entrada.

<sup>4</sup> Chiang propone un algoritmo de dos etapas: en la primera etapa cada jugador maximiza su utilidad considerando fijas las cantidades de los demás agentes; en la segunda y última etapa, el algoritmo itera hasta encontrar el equilibrio de Cournot para todos los agentes.

<sup>5</sup> Lapedra presenta una aplicación del equilibrio Nash-Cournot en la expansión de la generación considerando un mercado de emisiones de  $CO_2$ .

<sup>6</sup> SFE(Function Equilibrium Approach); VI (Variational Inequality); CSF (Conjectured Supply Function); CV(Conjectural Variations); LCP (Linear Complementarity Problem); DP (Dynamic Programming); NI (Numerical Integration).

<sup>7</sup> Prototipo: menos de 100 variables; Mediano: entre 100 y 10,000 variables; Grande: más de 10,000 variables.

### **Competencia perfecta.**

La teoría marginalista demuestra que en competencia perfecta el comportamiento del mercado se puede representar teóricamente a través de un único problema de optimización basado en la minimización de los costos de todo el sistema necesarios para el suministro de la electricidad demandada.

Las condiciones necesarias para la existencia de competencia perfecta se dan cuando hay un gran número de pequeñas empresas produciendo un bien homogéneo y una cantidad demasiado pequeña como para influir en el precio del mercado. En los mercados eléctricos reales de reciente liberalización no se suelen dar las condiciones que garantizan la competencia perfecta debido a que estos están formados normalmente por un número reducido de grandes empresas productoras y por la existencia de barreras de entradas. En el caso dominicano, por estar organizado el mercado de generación como un mercado donde los costos de producción y las indisponibilidades de los equipos son declaradas, justificadas y auditadas, se considera que ningún agente podría influir en el precio. En este sentido, modelar el mercado como único problema de optimización basado en la minimización de los costos de todo el sistema, cobra sentido, tal y como se demuestra en la teoría marginalista.

## **2.3 Modelos de Entorno Tradicional**

---

Tal y como se mostró anteriormente, la teoría marginalista demuestra que bajo ciertas hipótesis, el resultado de un modelo de mercado es equivalente al que se obtiene con un modelo de entorno tradicional basado en la satisfacción de la demanda a mínimo costo, en el cual el precio viene determinado por el costo marginal del generador más caro necesario para suministrar la demanda [VENT02]. En este sentido, resulta prudente realizar una revisión detallada de la experiencia en modelos de este entorno, los cuales servirán de base para la elaboración del presente trabajo.

### ***2.3.1 Características generales de algunos modelos***

#### **2.3.1.1 Modelo GOL**

El modelo GOL (Gestión Óptima del Laja) [OLME01] es un modelo de operación desarrollado en 1983 y diseñado para efectuar estudios de planificación de expansión de generación en el Sistema Interconectado Central de Chile, el cual posee un embalse natural de gran capacidad de regulación interanual.

##### ***Representación de la demanda***

El modelo GOL es uninodal. Tanto la oferta como la demanda de energía se concentran en un único punto despreciando todos los posibles efectos de la red.

La variación estacional dentro del año se considera analizando la operación de forma trimestral. La demanda trimestral se representa a través de una curva de duración que consta de dos bloques: uno de demanda máxima y otro de energía.

##### ***Representación de las centrales***

Las centrales hidráulicas se representan de dos maneras distintas, dependiendo de si pertenecen o no a la cuenca del Laja. Las centrales hidráulicas que no pertenecen a una cuenca del lago Laja se agrupan en una sola central, sin importar el tipo de regulación con que cuenten. La operación de este tipo de centrales se modela a través de una serie de energías generables basada en una estadística hidrológica de 40 años.

Las centrales que pertenecen a la cuenca del Laja se representan dentro del modelo de forma independiente. La generación de estas centrales se modela como una función de la cota del lago Laja, la cual es una de las variables del modelo.

Las centrales térmicas se representan de forma independiente. Se supone que los consumos específicos de las centrales son constantes con el nivel de generación de la central. Las fallas de las unidades se modelan a través de una disponibilidad media aplicada a cada central, que

limita la energía generable trimestral. Adicionalmente, se consideran los efectos de los mantenimientos programados en los trimestres que correspondan.

### ***Metodología y Herramienta Matemática***

El GOL resuelve el problema óptimo del embalse del Laja mediante programación dinámica determinística para cada hidrología<sup>8</sup>.

El algoritmo de solución de un problema mediante programación dinámica se obtiene aplicando el Principio de Optimalidad de Bellman, el cual establece que “una política óptima sólo puede estar formada por subpolíticas óptimas”. Avanzando en sentido inverso del tiempo se determina para cada instante y nivel de embalse la decisión óptima y el valor estratégico asociado. Se forma así una malla de decisiones óptimas hasta llegar al primer período en que el nivel inicial es conocido. Recorriendo la malla de decisiones óptimas en el sentido del tiempo, se encuentra la secuencia de decisiones óptimas y la trayectoria del embalse.

Al usar GOL como modelo de ayuda en la planificación, una vez determinado el perfil de los valores estratégicos a finales del último período, se procede de la siguiente forma:

1. El usuario estructuran los diversos planes de expansión de generación a través de la combinación de los diversos proyectos y sus fechas posibles de puesta en servicio.
2. Se calcula el costo óptimo actualizado de operación y falla para cada plan utilizando el GOL.
3. Se determina el costo actualizado de inversión de cada plan, y se le suma el costo óptimo actualizado de operación y falla, obteniendo el costo total actualizado.
4. Se escoge aquel plan cuyo costo total actualizado sea menor.

---

<sup>8</sup> Se construye una secuencia de decisiones óptimas para cada serie hidrológica. Posteriormente se utiliza esta malla de decisiones para evaluar las distintas alternativas de inversión.

### **2.3.1.2 Modelo MGI**

El MGI (Modelo Global de Inversiones) [URRU95] es un modelo global de optimización lineal creado por ENDESA con el objetivo es estimar el programa de expansión de generación y transmisión que minimiza el costo total actualizado de inversión más operación de un sistema. El MGI es un modelo que ha sido muy utilizado en el ambiente de planificación chileno desde 1987.

#### ***Representación de la demanda***

El modelo MGI representa la demanda por el consumo máximo anual y la energía consumida en las diferentes estaciones del año. Las demandas consideradas por el modelo son las máximas demandas de cada período, esto forma parte del criterio de seguridad que se impone con respecto a la incertidumbre hidrológica. Se hace importante destacar que no se considera posibilidad de falla en los distintos nodos del sistema.

#### ***Representación de las centrales***

Para cada central se define una variable continua de capacidad que representa la potencia a instalar en un período determinado. En el caso de las unidades térmicas, a cada variable de capacidad se le asocia un costo de inversión, el cual varía linealmente respecto a la potencia instalada.

Se definen también variables continuas de explotación para cada período, estación e hidrología. El aporte de las hidráulicas se supone conocido y se resta a la demanda de cada nodo.

Para representar la falla de los equipos el modelo reduce la potencia de la central térmica en la tasa de indisponibilidad. El criterio de seguridad que se impone con respecto a la incertidumbre hidrológica es que el sistema debe ser capaz de abastecer la demanda de energía en todas las estaciones del año, a la hora de demanda máxima y bajo condiciones de hidraulicidad seca.

### ***Representación de la red***

La red se representa de forma aproximada con el objeto de obtener una estimación de las energías intercambiadas entre áreas y su influencia en la expansión de generación.

El MGI define una variable continua de capacidad de transmisión entre nodos para cada período. Cada variable de capacidad tiene asociada un costo de inversión. La ampliación de la capacidad de los corredores de transmisión es representada dentro del modelo por dos variables, basados en que una ampliación en dos etapas se ajusta mejor a la realidad.

### ***Metodología y Herramienta Matemática***

El modelo formula el problema de expansión como un problema de optimización lineal. Las variables de capacidad se definen para cada nodo y período, mientras que las variables de explotación se definen para cada nodo, período, estación e hidrología.

En general las restricciones modeladas son:

1. Capacidades máximas de instalación de centrales y corredores
2. Restricciones de coordinación en instalación de ampliaciones a los corredores existentes.
3. Capacidades máximas de transmisión.
4. Capacidades máximas y mínimas de generación de centrales térmicas
5. Abastecimiento de demanda máxima por nodo y período

#### **2.3.1.3 Modelo PLANBEN**

En general, el modelo PLANBEN [URRU95] es una modificación del modelo MGI en el que el problema original se desacopla en dos módulos; uno de inversión y otro de operación y se aplica Descomposición de Benders Estocástica para la solución del problema entero-mixto o lineal, según corresponda.

### ***Representación de la demanda***

Se representa la demanda de manera similar al modelo MGI con la inclusión de falla en los nodos. Las fallas se modelan como centrales existentes en cada nodo, que pueden generar como máximo la energía demandada en cada uno de ellos. El costo de generación que se asocia a cada una de estas centrales es muy alto y está presente en la función objetivo.

### ***Representación de las centrales***

El modelado de las centrales es el mismo empleado en el modelo MGI.

### ***Representación de la red***

En este modelo se definen las variables de capacidad de transmisión como variables enteras que tienen asociado un costo de inversión. Adoptar una modelación continua del sistema de transmisión sólo requiere relajar la condición de que las variables de capacidad sean enteras binarias. Al igual que en el MGI la ampliación de la capacidad de los corredores de transmisión es representada dentro del modelo por dos variables.

### ***Metodología y Herramienta Matemática***

El PLANBEN aprovecha la descomposición natural de los problemas de planificación en dos módulos; uno de inversión y otro de operación, y resuelve el problema por medio de técnicas matemáticas de descomposición, las que consisten en resolver en forma separada e iterativa ambos módulos hasta converger en una solución óptima.

El subproblema de inversión se plantea como un problema de programación entera-mixta, donde algunas variables de capacidad pueden tomar valores enteros binarios  $\{0,1\}$  mientras otras se mueven en un rango continuo. Las restricciones asociadas a este subproblema son:

1. Restricciones que coordinan la ampliación del sistema de transmisión
2. Límites de transmisión de potencia por líneas
3. Restricciones de máxima capacidad de instalación de centrales térmicas
4. Restricciones de abastecimiento de demanda máxima de potencia

El subproblema de operación se plantea como un problema lineal donde las variables de operación se mueven en un rango continuo. Este subproblema sólo tiene sentido si ya se ha tomado una decisión con respecto a las variables de inversión. Las restricciones asociadas a este subproblema son:

1. Límites de transmisión de energía por línea
2. Límites máximos y mínimos de la generación de las centrales térmicas
3. Límites máximos de generación hidráulica
4. Abastecimiento de demanda de energía en cada período y estación

El algoritmo de Descomposición de Benders se basa en la resolución iterativa de un problema maestro que decide la inversión y un subproblema que evalúa los costos de operación, proporcionando al problema maestro la información necesaria para decidir una nueva inversión. Los costos calculados en el problema maestro (suma de los costos reales de inversión y costos estimados de operación) son una cota inferior de los costos correspondientes al óptimo.

Por otra parte, los costos reales (suma de los costos de inversión y costos mínimos de la operación derivada de ésta) suponen una cota superior al óptimo. Cuando coinciden en un margen de tolerancia el proceso se detiene siendo ésta la solución. Una de las mejoras de este modelo respecto al MGI es la posibilidad de resolver problemas estocásticos mediante la Descomposición de Benders. Otro aspecto a considerar es la posibilidad de aplicar mejores códigos de optimización (MINOS y CPLEX) para resolver los distintos subproblemas.

### **2.3.1.4 Modelo PERLA**

El modelo PERLA (Planificación Estática de la Red de Transmisión de Largo Plazo) [ALON91] fue desarrollado para Red Eléctrica de España S.A. por el Instituto de Investigación Tecnológica como ayuda en la planificación de la expansión de largo plazo de la red de transmisión española.

El PERLA es un modelo de optimización estática de la red de transporte que permite obtener el plan óptimo en el año horizonte prefijado que cumple las restricciones impuestas de inversión, explotación y fiabilidad, utilizando técnicas de descomposición.

### ***Representación de la demanda***

El modelo supone conocida la previsión de la demanda y su desagregación por nodos. La demanda a lo largo del año se modela mediante diferentes escenarios de carga, los cuales se agrupan en periodos estacionales, cada uno de los cuales puede a su vez dividirse en punta, llano y valle. Además de la estacionalidad de la demanda, el modelo recoge también la incertidumbre en la previsión de la demanda pudiendo considerarse hasta diez escenarios de demanda.

### ***Representación de las centrales***

Las centrales hidroeléctricas de cada área se incluyen todas agregadamente como una única variable de costo nulo. El modelo toma en cuenta la incertidumbre existente en la hidraulicidad mediante la consideración de hasta tres escenarios cada uno con su asociada probabilidad.

La generación térmica por área se halla dividida en escalones. Un escalón representa la desagregación o agregación, según interese, de la potencia de funcionamiento de los grupos térmicos incluidos en el mismo. Un escalón se diferencia de otro dentro de una misma área por las características de las unidades agrupadas: tasa de salida forzada, tipo de combustible, consumo específico, etc.

Los costos variables de generación de cada escalón se modelan como una función lineal de su potencia de salida, esto es, costo variable constante. El modelo supone conocida la expansión de la generación y su localización. Se ignoran las restricciones de mínimos técnicos.

### ***Representación de la red***

En el modelo se estiman las inversiones en corredores que unen las diferentes áreas del sistema existente, reforzando o creando nuevas líneas en los corredores. Cada línea tiene asociado un costo de inversión que representa todos los costos inherentes a la construcción y puesta en servicio de la misma. Estos costos están afectados por la correspondiente tasa de actualización.

La única limitación de flujo de potencia es la capacidad máxima de cada línea. El modelo admite varios escalones de potencia transportable por cada corredor existente. Las líneas alternativas de expansión se definen por tipos (duplex o triples, simples o dobles circuitos, 220 kV o 400 kV). Las variables de inversión se consideran continuas por lo que al final aparecen inversiones que han de ser discretizadas por el usuario.

### ***Metodología y Herramienta Matemática***

Se define como plan óptimo aquel que minimiza el costo total del año horizonte actualizado al año base. El costo total esta formado por la suma de los costos anuales de inversión, explotación y fiabilidad. El problema se formula como un problema de optimización lineal con restricciones lineales.

Las variables de decisión de este problema son las de inversión a efectuar y las que determinan la operación óptima para esa inversión dada. La estructura del problema se presta para su resolución mediante una descomposición en dos niveles de decisión: la de inversión y la de operación. La metodología utilizada en el modelo denominada Descomposición de Benders aprovecha esta característica. En general, el problema se formula en variables continuas y la solución se obtiene mediante el código de optimización MINOS. La versión mejorada permite correr el modelo en horizontes de 15 a 30 años y utilizar MINOS y ZOOM en la solución de los problemas de optimización lineal y entera respectivamente.

En general el modelo considera las siguientes restricciones:

1. Límite de inversión por corredor y límite total
2. Número máximo de líneas de un tipo en un mismo corredor

3. Energía no suministrada máxima
4. Máxima potencia no suministrada en cada área
5. Máxima energía generable por las centrales hidráulicas
6. Potencia máxima de centrales térmicas e hidráulicas
7. Las restricciones de seguridad en los corredores se aplican a través de coeficientes que modifican la capacidad máxima de cada corredor

### **2.3.1.5 Modelo CHOPIN**

El Modelo CHOPIN (Código Heurístico Orientado a la Planificación Interactiva) [LATO94] es un modelo heurístico de planificación estática de la transmisión que supera las limitaciones detectadas en el modelo PERLA al resolver el problema maestro con la implementación de variables discretas; usual no convergencia y grandes tiempos de ejecución.

CHOPIN resuelve el problema maestro por procedimientos heurísticos, logrando reducir el tiempo en encontrar la solución) mientras, el subproblema de explotación y fiabilidad se optimiza mediante el código de optimización MINOS.

#### ***Representación de la demanda y de las centrales***

El modelado de la demanda y de las centrales es similar al utilizado en el modelo PERLA.

#### ***Representación de red***

La red puede ser representada por una de cuatro opciones:

1. Modelo de corriente continua
2. Modelo de Transporte (modelación usada en PERLA)

La única limitación al flujo de potencia es la capacidad máxima de los corredores. No existen restricciones de ángulo de tensión, lo que permite una gran flexibilidad en el cálculo de los flujos.

### 3. Modelo Híbrido 1

Permite la flexibilidad de modelar los corredores futuros como un modelo de transporte y los existentes mediante un modelo de corriente continua.

### 4. Modelo Híbrido 2

Este modelo agrega al modelo anterior más la opción de modelar cualquier ampliación futura de un corredor existente utilizando la segunda ley de Kirchhoff (modelación corriente continua) suponiendo que el valor de la reactancia de la ampliación es igual al de la línea existente.

En general, las variables de inversión se consideran discretas.

## ***Metodología y Herramienta Matemática***

El problema global de inversión es resuelto mediante un algoritmo basado en procedimientos heurísticos que inicia su búsqueda mediante un plan de expansión inicial del sistema proporcionado por el usuario. El algoritmo mejora el plan inicial guiándose mediante índices de costo/beneficio. Conceptualmente el modelo PERLA puede servir de ayuda para proveer un plan inicial cercano al óptimo, sin embargo, el modelo CHOPIN por sí sólo puede encontrar el óptimo aún en los planes iniciales ubicados en los extremos (variables de inversión con valores ceros o con valores uno).

La idea básica detrás de este algoritmo es que un plan inicial puede ser sistemáticamente mejorado mediante sensibilidades (incluir o remover) sobre cada una de las líneas del plan inicial. Conjuntamente con la definición del plan de expansión inicial, el usuario también tiene la opción de clasificar las variables de inversión entre grupos mutuamente excluyentes: variables dudosas, variables atractivas y variables no removibles.

#### 1. Variables dudosas

Representan las líneas que fueron incluidas en el plan inicial de expansión pero que el usuario considera que puede que no pertenezcan al plan óptimo.

## 2. Variables atractivas

Representan las líneas que aunque no fueron incluidas en el plan inicial pueden formar parte del plan óptimo

## 3. Variables no removibles

Son aquellas líneas que el usuario considera que son parte del plan óptimo y no deben ser removidas del plan inicial.

Durante la búsqueda heurística, las líneas dudosas y atractivas van gradualmente convirtiéndose en líneas no removibles hasta llegar al plan óptimo.

### **2.3.1.6 Modelo SAPP LT**

El modelo SAPP LT (Southern African Power Pool Long Term) [BOWE01] es el resultado de la unión de investigadores de SAPP y la Universidad de Purdue, en Estados Unidos. Es un modelo cuyo código está escrito en GAMS y utiliza CPLEX como solucionador del problema entero-mixto o lineal, según corresponda. El modelo minimiza el valor presente del costo total de inversión, operación y energía no suministrada sobre un horizonte típicamente de 10 a 20 años.

#### ***Representación de la demanda***

El modelo utiliza un acercamiento cronológico de la demanda en vez de una curva monótona de carga. La demanda anual se representa por dos estaciones del año (verano, invierno), tipos de días (picos, promedios y no picos), y horas del día (donde las horas atípicas se modelan individualmente). Se tiene en cuenta la incertidumbre a través de escenarios de demanda alta, media y baja.

#### ***Representación de las centrales***

Existen dos opciones de modelar la expansión en capacidad: como variables continuas o como variables discretas (múltiple instalaciones en tamaños prefijados). Cada área tiene un

número de generadores existentes y futuros. Se incluyen cuatro tipos de tecnologías disponibles para expandir.

### ***Representación de la red***

En el modelo se representa una red simplificada de 14 nodos que corresponden a los 14 países de la red SAPP. Cada línea existente y futura se representa por la capacidad máxima, coeficiente de pérdidas (%), máxima cantidad de líneas agregadas a un corredor y una tasa de indisponibilidad. Las variables de inversión en red pueden considerarse continuas o enteras.

### ***Metodología y Herramienta Matemática***

El modelo SAPP LT encuentra el valor óptimo entre 600 variables enteras, 500,000 variables continuas sujeto a 20,000 restricciones. La modelación supone simplificaciones en la modelación de algunos aspectos:

1. Las pérdidas cuadráticas de las líneas fueron reemplazadas por tramos lineales
2. El margen de reserva primaria de cada central fue reemplazado por un margen de reserva total para cada área.
3. El costo de acoplamiento y operación de cada unidad se representa por un costo unitario promedio por kWh.
4. El año se resume en 6 días tipo, donde las 24 horas de cada día se agrupan en 6 bloques.

Se hace importante destacar que al modelo no se le permite expandir en el primer año por lo que la optimización de la expansión se realiza a partir del segundo año. Entre las restricciones modeladas se encuentran:

1. Límite de expansión de las centrales existentes y futuras
2. Límite de expansión de corredores

### 2.3.2 Resumen comparativo de los modelos presentados

De la revisión bibliográfica realizada a los modelos de entorno tradicional estudiados, se pudo detectar la existencia del modelo SAPP LT desarrollado en el 2001 por investigadores de SAPP y de la Universidad de Purdue de los Estados Unidos. Este modelo en principio tendría una formulación similar a la del modelo ExpandRD que se desarrollará en el presente trabajo, con diferencias en el uso de variables binarias en la operación del equipo generador y de la red, lo que eventualmente lo convierte en un problema más difícil de solucionar. Ver Fig. 1.6.

Modelo	Caracterización del Sistema		Tipo de Modelo	Técnica de Programación	Modelado Equipo Generador		Modelado Equipo Red		País
	Demanda	Red			Variable de Inversión	Variable de Operación	Variable de Inversión	Variable de Operación	
GOL	Determinista	No	Evalua Planes	Programación Dinámica	n/a	continua	n/a	n/a	Chile
MGI	Determinista	Si	Propone Planes	Programación Lineal	continua	continua	continua	continua	Chile
PLANBEN	Determinista	Si	Propone Planes	Descomposición de Benders	continua	continua	entera binaria	continua	Chile
PERLA	Determinista	Si	Propone Planes	Descomposición de Benders	n/a	continua	continua	continua	España
CHOPIN	Determinista	Si	Propone Planes	Busqueda Heurística	n/a	continua	entera binaria	continua	España
SAPP LT	Estocástico	Si	Propone Planes	Programación Lineal Entera Mixta	entera	continua	entera binaria	continua	Sur Africa
EXPANDRD	Estocástico	Si	Propone Planes	Programación Lineal Entera Mixta	entera /continua	continua /binaria	entera binaria	continua /binaria	RD

FIG. 1.6. CARACTERIZACIÓN DE LOS MODELOS REVISADOS

En principio, parece prudente dejar flexibilidad en el uso de variables continuas y enteras-binarias en la formulación del problema. En este sentido, representar la red mediante cuatro opciones de modelado como lo hace el modelo CHOPIN nos permitiría evaluar compromisos entre precisión del modelado y la carga computacional requerida. Así, el modelo a desarrollar tendría la siguiente ubicación espacial: Ver Fig. 1.7

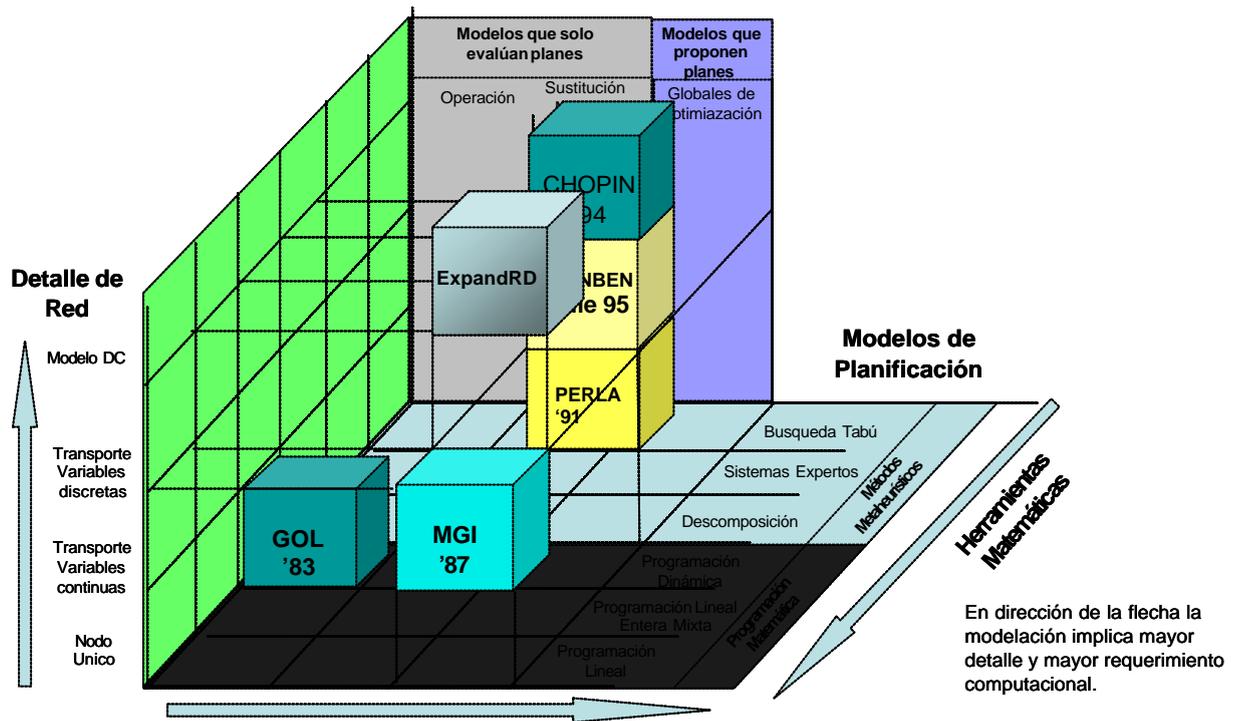


FIG. 1.7. UBICACIÓN ESPACIAL DEL MODELO A DESARROLLAR

## CAPÍTULO 3

### MODELO DE PLANIFICACION

---

El desarrollo de un modelo se realiza en función del sistema para el que se diseña y de los resultados que se desean obtener. Por esta razón unos modelos se centran en reflejar ciertos aspectos e ignorar otros. Es decir, tratan de captar las características relevantes para su sistema que pueden no serlo para otros. Esta dependencia entre modelos y sistemas eléctricos hace que no exista actualmente algún modelo que permita captar todas las características a la vez.

#### 3.1 Optimización Estocástica

---

Tal y como se demostró en la revisión bibliográfica, los problemas de planificación pueden enfrentarse mediante la utilización de procedimientos heurísticos o bien por algoritmos de optimización. En el modelo que se desarrollará se ha optado por el uso de algoritmos de optimización, concretamente programación lineal entera mixta, puesto que estos garantizan igual o mayor precisión que los procedimientos heurísticos con el adicional de proporcionar precios nodales de la energía, útiles para la segunda fase de desarrollo donde se representará la red.

Dado que en los modelos de largo plazo la incertidumbre debida a la evolución de algunos parámetros cobra gran importancia, resulta imprescindible formular el problema de optimización a desarrollar como un problema estocástico. En bien conocido que en los problemas deterministas todos los datos del problema se conocen con absoluta certeza, mientras que cuando esto no es así tenemos los modelos estocásticos. Por lo general los

modelos más realistas son los modelos estocásticos, pero tienen la dificultad de poderlos resolver adecuadamente, y muchas de las técnicas aplicables a los modelos estocásticos tratan de reducir el problema a su versión determinista para poderlo resolver. Así pues, para el tratamiento de este tipo de problemas hay dos técnicas básicas, las conocidas como restricciones aleatorias (chance constrained) y la obtención de los equivalentes deterministas, que es precisamente la opción por la que se ha optado en esta tesis para la formulación del problema.

### 3.1.1 Equivalente Determinista

Una forma de resolver estos problemas, cuando las distribuciones de probabilidad de los diferentes escenarios son discretas, es obtener el problema equivalente determinista, es decir, formular el problema como:

$$\text{Min}Z = cx + \sum_{i=1}^n p_i d_i y_i$$

Sujeto a

$$Ax = b$$

$$T_i x + W_i y_i = h_i \quad i = 1, 2, 3, \dots, n$$

$$x \geq 0$$

$$y_i \geq 0$$

En donde  $n$  es el número de escenarios posibles, y  $p_i$  es la probabilidad asociada a cada uno de los escenarios.

Para un problema con tres escenarios posibles –el más usual, al considerar un escenario optimista, uno realista y uno pesimista–, la formulación del equivalente determinista sería:

$$\text{Min}Z = cx + p_1 d_1 y_1 + p_2 d_2 y_2 + p_3 d_3 y_3$$

Sujeto a

$$Ax = b$$

$$T_1 x + W_1 y_1 = h_1$$

$$T_2 x + W_2 y_2 = h_2$$

$$T_3 x + W_3 y_3 = h_3$$

$$x, y_i \geq 0$$

En la formulación anterior se puede observar que solo hay una primera decisión en el primer periodo ( $x$ ) mientras que hay tres variables de decisión, una para cada uno de los tres escenarios. En el primer periodo la decisión tomada no puede anticipar lo que ocurrirá en el segundo periodo, y además la decisión debe ser factible para cada uno de los escenarios, es decir, debe verificar todas las restricciones del problema. En este sentido, se debe resolver el problema para todas las decisiones,  $x$  e  $y_i$ , de forma simultánea para elegir  $x$  que sea “óptima” para todos los escenarios.

Una consideración importante sobre estos problemas (equivalente determinista) es que las matrices  $T$  y  $W$  se repiten en todos los escenarios del modelo, por tanto el tamaño del problema se incrementa linealmente con el número de escenarios. Aunque también hay que considerar que al mantener estas matrices siempre la misma estructura, se han podido desarrollar en la actualidad algoritmos que tienen en cuenta estas consideraciones para facilitar la búsqueda de los óptimos.

Debido a que los programas estocásticos requieren más datos y un esfuerzo computacional más importante para resolverlos, mucha gente ha optado por simplificar las estrategias de solución, es decir, resolver el problema para cada escenario, y examinar las soluciones obtenidas a fin de poder comparar los elementos similares y diferentes de cada una de las soluciones, y sobre la base de esta información tomar decisiones subjetivas sobre cuál es la mejor estrategia.

Dentro de un modelo de planificación de largo plazo, la incertidumbre se debe básicamente a tres fenómenos aleatorios:

- demanda
- aportes hidrológicos
- disponibilidad de equipo generador y la red

Mientras la optimización determinista supone que los fenómenos anteriores son conocidos con certeza (aunque sea como valores medios), la optimización estocástica parte de la hipótesis de conocer el árbol de probabilidad de los parámetros aleatorios. Dado que el problema estocástico es de tamaño mucho mayor que el de un problema determinista, la

optimización estocástica sólo se justifica cuando las decisiones pueden no ser utilizables o realizables si no se tiene en cuenta expresamente la incertidumbre [RAMO02].

Partiendo de que la solución óptima estocástica puede resultar no ser óptima para ningún escenario, la optimización estocástica puede formularse como optimización robusta. Una solución es robusta si es similar a la óptima en todos los escenarios. Uno de los criterios muy utilizados es el de Savage o de minimización del máximo arrepentimiento (mínimax).

Resolver un problema mediante el criterio de Savage consta de dos fases: La primera fase, consiste en buscar la solución óptima para cada escenario, y la segunda fase, en hallar la solución óptima estocástica que minimiza la distancia entre esta solución y las encontradas en la fase 1. Esta última fase se caracteriza por la construcción de la matriz de arrepentimiento sobre la que se selecciona la solución robusta.

Visto lo anterior, el modelo que se pretende desarrollar se fundará en los principios de optimización estocástica robusta, de modo que se pueda encontrar una solución flexible ante todos los escenarios. Se pretende considerar sólo la estocasticidad del crecimiento de la demanda, las restantes se considerarán como valores medios en todo el alcance del estudio.

## 3.2 Caracterización del Sistema

---

Las características de un sistema eléctrico representadas en un modelo de planificación dependen del objetivo y futuro uso del modelo. Se puede representar el sistema de una forma simple con demanda conocida y agregadas en un único nodo, hasta modelar de forma elemental la interconexión entre áreas considerando explícitamente las restricciones de la red así como las incertidumbres en la predicción de la demanda. Como es lógico, a mayor precisión del modelado se supone un aumento considerable en la carga computacional requerida, debiéndose establecer un compromiso entre un modelado de la realidad exhaustivo y un modelado simplista que podría proporcionar resultados no creíbles.

Otro aspecto relevante en los modelos de planificación es el alcance. Cuanto más corto es el alcance mayor debe ser el nivel de detalle, y cuánto más largo es, más importancia cobra la

consideración de la incertidumbre. Un modelo de planificación a largo plazo requiere un detalle menor al modelar la operación dado que esta se extiende durante mucho tiempo y sería, por consiguiente inviable un modelo muy detallado.

### ***3.2.1 División Temporal***

El alcance temporal ha sido el atributo natural para definir el ámbito de utilización de los modelos de entorno tradicional. Así existen modelos diseñados específicamente para realizar estudios de largo, medio y corto plazo. Los modelos dedicados a estudios de corto plazo requieren un alto nivel de detalle en la representación de las características técnicas de operación de los grupos, mientras que en los de medio y largo plazo cobra mayor importancia la correcta representación de las limitaciones relacionadas con la disponibilidad de las fuentes primarias de energía.

La larga vida útil de los equipos que componen un sistema eléctrico exige que su construcción se justifique durante períodos de tiempos amplios, requiriéndose alcances temporales nunca menores a 10 años. Resulta poco atractivo pensar en alcances de tiempo demasiado grandes puesto que el grado de incertidumbre se torna muy elevado. En el modelo a desarrollar, el alcance es de 10 años, y se divide en periodos trimestrales y anuales<sup>9</sup>.

### ***3.2.2 Representación de la demanda***

La demanda dentro de los modelos de planificación usualmente se caracteriza mediante aproximaciones de la curva monótona de duración-carga, que representa la probabilidad de superar un cierto nivel de demanda. El área total bajo la curva multiplicada por la duración representa la energía demandada. El uso de curvas cronológicas está restringido a modelos de corto plazo donde no se desea perder el efecto cronológico de la demanda. Ver Fig. 1.8.

---

<sup>9</sup> Como se verá más adelante, el modelo ofrecerá flexibilidad de modificar el alcance y los periodos únicamente siendo congruente en la especificación de los datos suministrados al mismo.

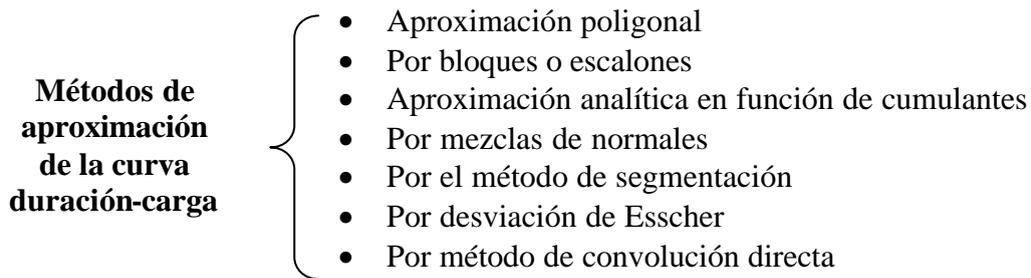


FIG. 1.8. MÉTODOS DE APROXIMACION CURVA DURACION-CARGA

### 3.2.2.1 Monótona por bloques o escalones

La curva monótona de la demanda se calcula como el porcentaje de la potencia media demandada en cada bloque en función del valor máximo de demanda de todos los bloques. La demanda de energía se especifica anualmente y se reparte entre los bloques de cada mes en función de la monótona. En la práctica, tres bloques parecen razonables en la aproximación de la curva para problemas de planificación (punta, llano y valle). Ver Fig.1.9.

La potencia demandada de cada bloque se calcula como:

$$Dm_b = \frac{EA * FE_m * DmPU_b}{H_m}$$

donde,

$Dm_b$  :Potencia demandada en el bloque b, del mes m [MW]

$EA$  :Energía anual [GWh]

$FE_m$  :Fracción de energía anual, consumida en el mes m.

$DmPU_b$  :Demanda del bloque b, del mes m referida a la demanda media del mes (p.u.)

$H_m$  :Horas del mes

La energía anual se reparte en los meses mediante factores de distribución, siendo constantes para todo el alcance del modelo. Una de las ventajas de modelar la curva de duración-carga mediante bloques radica en la linealización adecuándose al problema de optimización lineal.

### 3.2.2.2 Conclusión

Se ha optado para el desarrollo del modelo propuesto, un modelado de la demanda basado en una curva monótona por bloques. Se aproximará la curva mediante tres bloques de los cuales, el bloque de punta permitirá evaluar el impacto de las inversiones sobre la fiabilidad del sistema, mientras que los bloques de llano y valle se centrarán en la valoración de carácter económico.

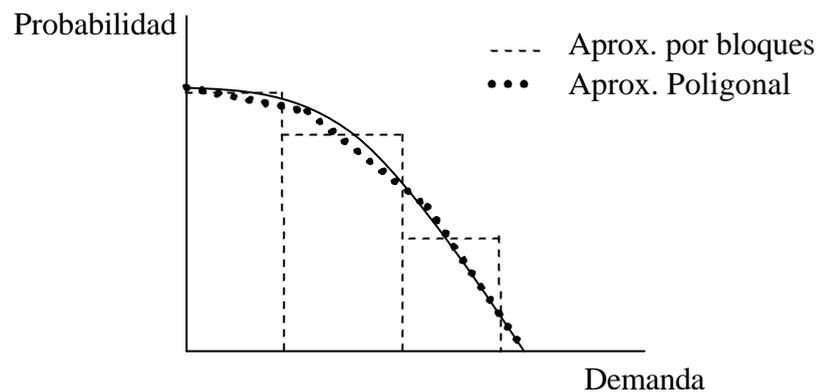


FIG. 1.9. APROXIMACIÓN POR BLOQUES Y NUMERICA

La incertidumbre en las previsiones de crecimiento de la demanda debidas a factores climatológicos y económicos se considerará mediante escenarios asociados a su árbol de probabilidad. Ver Fig. 1.10. Se define como árbol de probabilidad a aquel que representa la evolución de los parámetros aleatorios a lo largo del tiempo, siendo los escenarios cualquier camino que va de la raíz a las hojas.

Por otro lado, la posible falta de suministro de demanda (Energía no suministrada) se modelará mediante generadores auxiliares que pueden generar como máximo la energía demandada penalizándose su uso en la función objetivo.

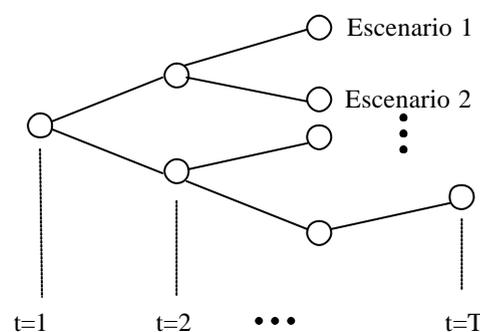


FIG. 1.10. ÁRBOL DE PROBABILIDAD DE LA DEMANDA

### ***3.2.3 Representación de las centrales***

En este punto se analizarán aspectos del modelado de los equipos de generación dentro de un modelo de planificación. Por las características propias de los generadores térmicos e hidráulicos, se ha optado por analizar cada subsistema de forma separada.

#### **3.2.3.1 Centrales térmicas**

En general, los atributos de los grupos térmicos que suelen representarse dentro de un modelo de planificación son los siguientes:

- Mínimo Técnico
- Máximo Técnico
- Costos de Inversión
- Consumo Específico
- Tasa de Indisponibilidad (fortuita y programada)
- Localización de la central
- Precio de Combustible

Tanto el máximo como el mínimo técnico se contemplan en el problema de optimización mediante restricciones y el uso de variables enteras.

En cuanto a los costos de producción, dado que son no lineales y no compatibles directamente con la técnica planteada de programación lineal, se hace necesario aproximar la curva de dichos costos suponiendo una variación lineal de los mismos. En este sentido puede modelarse explícitamente una aproximación lineal compuesta de un término fijo y otro variable con la producción, o bien, modelar implícitamente el término fijo en un único término variable con la producción. Ver Fig. 1.11. Esta última opción es la que se empleará en el presente modelo.

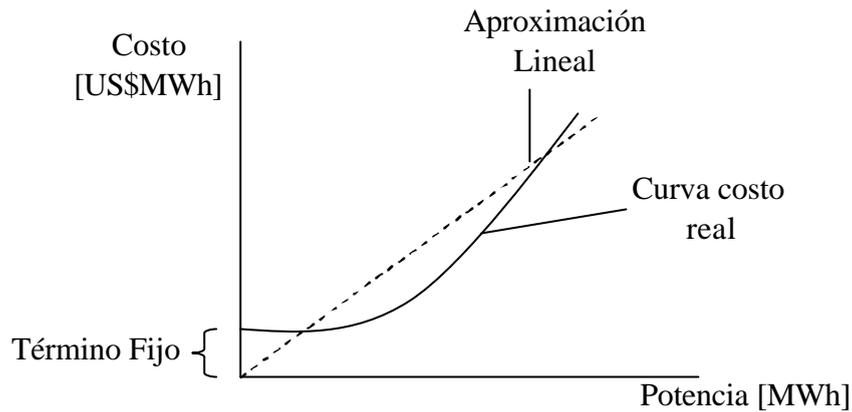


FIG. 1.11. APROXIMACIÓN LINEAL DEL COSTO

La disponibilidad de las unidades térmicas suele representarse en los modelos de largo plazo, a través de una reducción de la capacidad máxima de generación de cada unidad mediante el uso de un factor de disponibilidad. Este factor representa la probabilidad de indisponibilidad forzada y programada de cada unidad, y se mantiene sin alterar a lo largo del alcance del modelo.

### 3.2.3.2 Centrales Hidroeléctricas

Desde un punto de vista económico, los modelos suelen suponer un costo de producción nulo para las unidades hidráulicas, de modo que sean utilizadas para sustituir los grupos térmicos con mayor costo variable, minimizando en todo momento el costo total de operación del sistema.

Los atributos a través de los cuales se suele caracterizar las unidades hidráulicas en los modelos de largo plazo son los siguientes:

- Potencia mínima
- Potencia máxima
- Potencia programada
- Reserva inicial y final para las unidades que puedan regular
- Tasa de indisponibilidad (fortuita y programada)
- Localización de la central

Sin embargo, dadas las características del Sistema Eléctrico Dominicano, mayoritariamente térmico (sólo un 10% de la producción anual es hidráulica), y carente de centrales hidráulicas con aporte regulable considerable, resulta prudente modelar el sistema hidroeléctrico como un único equipo generador por nodo, integrando a cada nodo aquellas unidades cercanas al mismo. Para fines de planificación se considera este tipo de tecnologías completamente agotadas en el sistema dominicano.

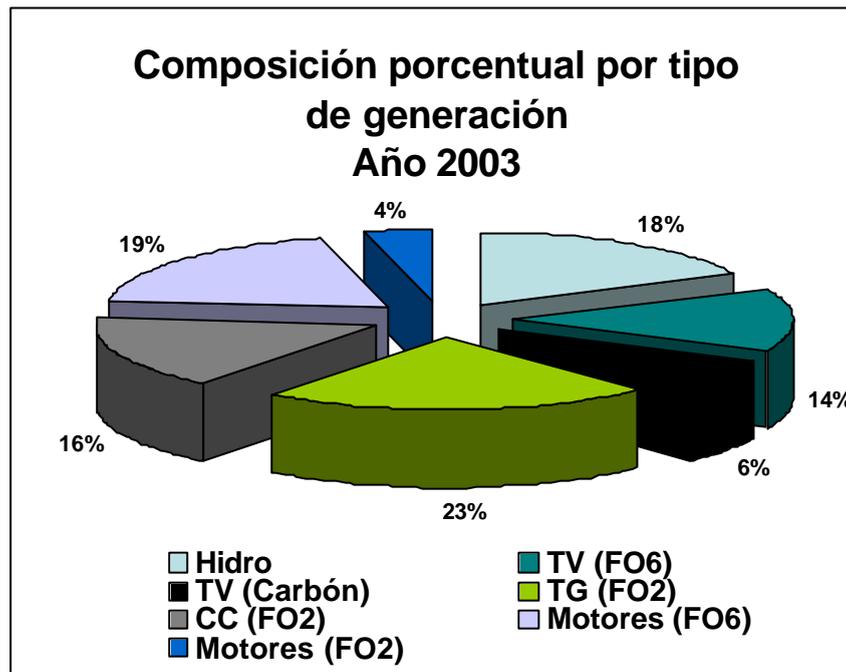


FIG. 1.12. COMPOSICIÓN PORCENTUAL POR TIPO DE GENERACION AÑO 2003

La aleatoriedad en las aportaciones se considera de manera determinista, fijando un valor esperado medio para cada periodo. Los aportes hidrológicos considerados corresponderán a una media del histórico de producción de los últimos 20 años.

La probabilidad de fallo de cada grupo se trata de manera determinística reduciendo su potencia máxima en la tasa de salida forzada  $tsfo_{ctermica_j}$ .

### 3.2.3.3 Aspectos Generales

En general, las centrales han de ser representadas dentro del modelo de planificación por un conjunto de centrales existentes y futuras. Cada una tiene asociada una variable entera de

operación y de capacidad. A cada variable de capacidad se le asocia un costo de inversión que varía linealmente respecto a la potencia instalada, y se incluyen en la función objetivo.

### 3.2.4 Representación sin red

Esta forma de modelado implica agrupar la generación y la demanda en un solo nodo, lo que lleva a no considerar la segunda ley de Kirchhoff. Ver Fig. 1.13.

Algunos modelos a nodo único consideran el uso de un factor nodal de energía que se aplica sobre los costos variables de las unidades térmicas, tratando de representar el efecto de la localización de las distintas plantas sobre los costos globales del sistema.

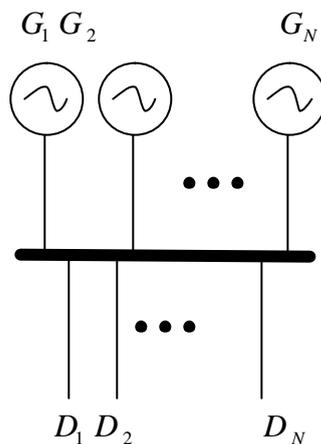


FIG. 1.13. MODELO A NODO UNICO

### 3.2.5 Representación de la red

La red de transporte representa los circuitos que unen los distintos nodos del sistema. La red suele representarse en modelos de largo plazo de manera aproximada con el objeto principal de obtener valores de energías intercambiadas entre las distintas zonas y su influencia en la selección de alternativas de generación, puesto que la configuración de la red provoca diferencias en el precio de la energía debido a las pérdidas y las congestiones. Los atributos con los que se modela la red suelen ser:

- Flujo Máximo
- Parámetros Eléctricos: resistencia y reactancia
- Disponibilidad Forzada

Dado que representar la red mediante el modelo de corriente alterna implica el uso de técnicas no lineales, el cálculo de los flujos de la red se realizará utilizando la aproximación en corriente directa. El uso de esta aproximación implica no evaluar las pérdidas resistivas. En caso de querer considerarlas, pueden modelarse como cargas adicionales en los extremos de cada circuito. En todo caso, mediante aproximaciones lineales tales como curva poligonal a tramos. Desde el punto de vista del largo plazo, la valoración de las pérdidas impacta de forma despreciable sobre los resultados globales del sistema, lo que no ocurre en los modelos de medio y corto plazo, donde la consideración de las pérdidas resulta relevante ya que determinadas centrales del sistema pueden resultar desplazadas en el despacho por motivo de su ubicación en la red.

La implementación de indisponibilidades forzadas en la red suele tener especial interés en modelos de mediano y corto plazo, dado que pueden provocar la existencia de islas eléctricas, y generar desequilibrios en el balance entre generación y demanda, sin embargo para los modelos de largo plazo usualmente son despreciadas puesto que suelen estar consideradas implícitamente en los criterios de seguridad de la operación que se adopten dentro del modelo. En este sentido, se utilizará un factor que reducirá el flujo máximo de potencia por el circuito.

La ampliación de la capacidad de las líneas de transmisión es presentada por una variable entera de capacidad a la cual se le asocia un costo, y se incluye en la función objetivo.

### 3.3 Formulación Matemática del Modelo

---

El modelo de planificación planteado es de tipo lineal entero mixto, donde la función objetivo representa el valor presente de los costos de inversión y operación del sistema. Se trata de minimizar la función objetivo sujeta a ciertas restricciones de abastecimiento, capacidad, etc., y dado un árbol de probabilidad de ocurrencia de la demanda, lo que hace al modelo ser un modelo planificación estocástica.

De forma general, el modelo de planificación responde a variaciones de la demanda mediante variaciones en la producción de los grupos generadores y de la capacidad instalada de los mismos, sienta las variaciones en la producción decisiones de corto plazo mientras las de capacidad instalada, decisiones de largo plazo. A modo simplificado el problema se reduce a invertir en capacidad instalada siempre que el costo de inversión sea menor que los ahorros obtenidos en la explotación del sistema.

Puesto que en la forma real de planificación los costos de operación e inversión luchan contra el costo de la energía no suministrada, que cuantifica económicamente el perjuicio que la demanda experimenta por no ser suministrada, en la función objetivo se incluye explícitamente como una variable de decisión. En este sentido, puede considerarse que la energía no suministrada cumple la función de lo que en un problema de optimización se conoce como una variable de holgura. Si el costo de la energía suministrada es muy bajo, la inversión será muy pequeña e incluso nula, dado que resulta más barato no suministrar que invertir. Por lo tanto, el costo de la energía no suministrada determinará el margen de reserva del sistema, sobreinstalación o subinversión.

#### 3.3.1 Símbolos: Parámetros y Variables

##### 3.3.1.1 Parámetros

$s$	escenarios de demanda
$y$	años

$P$	periodos
$b$	bloques
$nd$	nodos
$gtr$	generadores térmicos
$ghd$	generadores hidráulicos
$gfr_{gtr}$	generadores térmicos futuros
$getr_{gtr}$	generadores térmicos existentes
$gehd_{ghd}$	generadores hidráulicos existentes
$lne_{nd,nd,c}$	líneas existentes del sistema
$lnf_{nd,nd,c}$	líneas futuras del sistema
$prob_s$	probabilidad de ocurrencia del escenario de incertidumbre $s$ [p.u.]
$fdnd_{nd}$	factor de distribución de la demanda por nodo [p.u.]
$dem_{sy}$	demanda de energía total por año [GWh]
$fper_{yp}$	factor de distribución de la demanda de energía total en año [p.u.]
$fbq_{pb}$	factor de distribución de bloques de demanda respecto a potencia media [p.u.]
$dem\_blq_{sy pb}$	demanda de potencia por bloque [MW]
$dur\_blq_{pb}$	duración de los bloques de demanda $b$ en el periodo $p$ [horas]
$dur\_p_p$	duración de los periodos [horas]
$pcomb_{gtr,yp}$	precio de combustible de generadores térmicos [US\$/Ton]
$pdisphd_{ghd,yp}$	potencia media disponible generadores hidráulicos [MW]
$pdhd_{ghd,yp}$	producción hidráulica media [MW]
$pmax_{gtr/ghd}$	potencia máxima de los generadores térmicos e hidráulicos [MW]
$pmin_{gtr}$	potencia mínima de los generadores térmicos [MW]
$cesp_{gtr}$	consumo específico de combustible de los generadores térmicos [kg/kWh]
$cvnc_{gtr}$	costo variable no combustible de los generadores térmicos [US\$/MWh]
$tsfo_{gtr}$	tasa de indisponibilidad (forzada + programada) de los generadores térmicos [p.u.]
$pmaxi_{gfr}$	potencia máxima a instalar de generadores térmicos futuros [MW]
$cinv_{gfr}$	costo de inversión del generador térmico disponible para instalar [US\$/MW-periodo]
$flmax_{ij}$	flujo máximo por circuito que une los nodos $i$ y $j$ [MW]
$r_{ij}$	resistencia del circuito que une los nodos $i$ y $j$ [p.u.]
$x_{ij}$	reactancia del circuito que une los nodos $i$ y $j$ [p.u.]

$long_{ij}$	longitud del circuito que une los nodos i y j [km]
$cin_{ij}$	costo de inversión del circuito disponible para instalar [US\$/km-periodo]
$limppto$	límite presupuesto de inversión [Miles de US\$]
$cens$	costo de la energía no suministrada [US\$/MWh]
$crva$	costo de la reserva [US\$/MWh]
$msln$	margen de seguridad de las líneas [p.u.]
$tdesc$	tasa de descuento para actualización de costos [p.u.]
$mrva$	margen de reserva del sistema [p.u.]
$mrvar$	margen de reserva rodante [p.u.]
$sbase$	base del dinero [Miles de US\$]
$opcveg$	opción de variables enteras para expansión generación [continuas=0, enteras=1]
$opcveln$	opción de variables enteras para expansión circuitos de red [continuas=0, enteras=1]

### 3.3.1.2 Variables

$CT$	costo total actualizado de abastecimiento del sistema (inversión y operación) [Miles de US\$]
$CTINV_{gtr,yp}$	costo total de inversión y costos fijos en generadores futuros [Miles de US\$]
$NGFI_{gtr,yp}$	variable continua de número de generadores futuros a instalar
$NEGFI_{gtr,yp}$	variable entera de número de generadores futuros a instalar
$PIGTR_{gtr,yp}$	potencia a instalar de generadores futuros en cada periodo [MW]
$PARQUE_{gtr,yp}$	potencia instalada disponible en cada periodo [MW]
$PDGTR_{gtr,sypb}$	producción del generador térmico en el escenario de incertidumbre s del periodo p en el bloque b [MW]
$ACP_{gtr,sypb}$	acoplamiento de producción de los generadores térmicos en el escenario de incertidumbre s del año y del periodo p en el bloque b [0,1]
$AUX_{gtr,sypb}$	variable auxiliar para transformar producto de variables de inversión y acoplamiento [MW]
$PNS_{nd,sypb}$	potencia no suministrada en el escenario de incertidumbre s del año y del periodo p en el bloque b [MW]
$DRVA_{sypb}$	defecto de margen de reserva del sistema [MW]

$CTILN_{inf,yp}$	costo total de inversión y costos fijos en líneas futuras [Miles de US\$]
$NLNI_{inf,yp}$	variable continua de número de circuitos futuros a instalar
$NELNI_{inf,yp}$	variable entera de número de circuitos futuros a instalar
$CILN_{inf,yp}$	capacidad de líneas a instalar en cada periodo [MW]
$NTLI_{inf,yp}$	circuito instalado disponible en cada periodo [p.u.]
$FJO_{ij,sypb}$	flujo por el circuito que une los nodos i y j en el escenario de incertidumbre s del año y del periodo p en el bloque b [MW]
$ANG_{nd,sypb}$	ángulo de tensión de nodo en el escenario de incertidumbre s del año y del periodo p en el bloque b [radianes]

### 3.3.2 Función Objetivo

El modelo de planificación generación/red se formula como un problema de optimización lineal entera mixta como se muestra a continuación:

La función objetivo representa la suma de los costos actualizados de inversión (más costos fijos) en generación y red

$$MinCT = \left[ \sum_{yp} \sum_{gtr} \frac{PARQUE_{gtr,yp} * inv_{gtr}}{(1 + tdesc)^y} + \sum_y \sum_{inf} \frac{NLI_{inf,yp} * inv_{inf} * long_{inf}}{(1 + tdesc)^y} + \right.$$

más los costos de operación: costos variables combustibles y no combustibles, más costo por energía no suministrada y defecto de potencia de reserva.

$$\left. \sum_{sypb} \sum_{gtr} \frac{prob_s * dur_{blq}_{pb} * [PDGTR_{gtr,sypb} * (cesp_{gtr} * pcomb_{gtr,yp} + cvnc_{gtr})]}{(1 + tdesc)^y} \right] +$$

$$\sum_{sypb} \sum_{nd} \frac{prob_s * dur\_blq_{pb} * PNS_{nd,sypb} * cens}{(1 + tdesc)^y} +$$

$$\sum_{sypb} \left[ \frac{prob_s * dur\_blq_{pb} * DRVA_{sypb} * crva}{(1 + tdesc)^y} \right] / dbase$$

### 3.3.3 Restricciones

Las restricciones se pueden agrupar en: intraperíodo e interperiodo según afecten a uno o varios periodos.

#### 3.3.2.1 Restricciones Intraperíodo

Las restricciones intraperíodo están asociadas a la determinación de la explotación del sistema en cada periodo.

1. **Límite Presupuestario.** La suma de las inversiones realizadas a lo largo del alcance del modelo no debe sobrepasar el límite presupuestario.

$$\left[ \sum_{yp} \sum_{gtr} \frac{PARQUE_{gtr,yp} * cinv_{gtr}}{(1 + tdesc)^y} + \sum_{yp} \sum_{lnf} \frac{NTLI_{lnf,yp} * cinv_{lnf} * long_{lnf}}{(1 + tdesc)^y} \right] / dbase \leq limppto$$

2. **Primera ley de Kirchhoff. Balance de energía en cada nodo.** En tal sentido, la suma de la generación en cada nodo más los flujos entrantes menos los salientes del mismo nodo, más la energía no abastecida, debe ser igual a la demanda del nodo. Para el nodo j la ecuación debe ser:

$$\sum_{gtr \in j} PDGTR_{gtr,sypb} + \sum_{ghd \in j} pdhd_{ghd,yp} + PNS_{j,sypb} + \sum_{lnf(i \rightarrow j)} FJO_{ij,sypb} + \sum_{lnf(i \rightarrow j)} FJO_{ij,sypb} -$$

$$\sum_{lne(j \rightarrow i)} FJO_{ji,yspb} - \sum_{lnf(j \rightarrow i)} FJO_{ji,yspb} + PNS_{j,yspb} = dem\_blq_{yspb} * fdnd_j \quad \forall j, yspb$$

**3. Segunda ley de Kirchhoff. Relación de flujos y ángulos de las tensiones de los nodos extremos.**

$$\sum_{i \rightarrow j} FJO_{ij,yspb} = \frac{ANG_{i,yspb} - ANG_{j,yspb}}{x_{ij}} \quad \forall lne, lnf, yspb$$

**4. Límite de flujo máximo por los circuitos.** Se imponen separadamente una restricción de flujo máximo positivo y otra de flujo máximo negativo.

Ecuaciones de flujo máximo positivo:

$$FJO_{ji,yspb} \leq flmax_{ji} * (1 - msln) \quad \forall lne, yspb$$

$$FJO_{ji,yspb} \leq NTLI_{ji,yp} * flmax_{ji} * (1 - msln) \quad \forall lnf, yspb$$

Ecuaciones de flujo máximo negativo:

$$FJO_{ji,yspb} \geq -flmax_{ji} * (1 - msln) \quad \forall lne, yspb$$

$$FJO_{ji,yspb} \geq -NTLI_{ji,yp} * flmax_{ji} * (1 - msln) \quad \forall lnf, yspb$$

**5. Potencia térmica a instalar en cada periodo.**

$$PIGTR_{gtr,yp} = NGFI_{gtr,yp} * pmax_{gtr} * (1 - tsfo_{gtr}) \quad \forall gtr, yp$$

**6. Capacidad de línea a instalar en cada periodo.**

$$CILN_{lnf,yp} = NLNI_{lnf,yp} * flmax_{lnf} * (1 - msln) \quad \forall lnf, yp$$

### 7. Activación expansión generación y/o red con variables enteras.

$$NGFI_{gfr,yp} = NEGFI_{gfr,yp} \quad \forall gfr, yp$$

$$NLNI_{lnf,yp} = NELNI_{lnf,yp} \quad \forall lnf, yp$$

### 8. Potencia de producción máxima y mínima de los generadores térmicos.

El rango de producción para cada generador térmico es una función discontinua, de modo que cada generador de estar acoplado deberá producir igual o por encima del mínimo de producción particular de este.

Producción mínima de los generadores térmicos:

$$PDGTR_{getr,sypb} \geq pmin_{getr} * ACP_{getr,sypb} \quad \forall getr, sypb$$

$$PDGTR_{gfr,sypb} \geq pmin_{gfr} * ACP_{gfr,sypb} \quad \forall gfr, sypb$$

Producción máxima de los generadores térmicos:

$$PDGTR_{getr,sypb} \leq pmax_{getr} * (1 - tsfo_{getr}) * ACP_{getr,sypb} \quad \forall getr, sypb$$

Puesto que la restricción de producción máxima para los generadores futuros implica manejar el producto de dos variables (variable de potencia instada por variable de acoplamiento) que convertiría el problema en no lineal, se requiere auxiliarse de una transformación con variables binarias para convertir el producto en un problema lineal entero mixto, tal y como se muestra a continuación:

Siendo  $x\mathbf{d}$  el producto de dos variables, donde  $x \geq 0$  y  $\mathbf{d} \in \{0,1\}$ , la transformación implica sustituir  $x\mathbf{d}$  por una nueva variable  $y$  tal que  $y \geq 0$ , y reformular el problema con las siguientes restricciones:

$$y \leq Md$$

$$y \leq x$$

$$x - y + Md \leq M$$

$$x \leq M$$

En nuestro caso particular, la formulación sería la siguiente:

$$PDGTR_{gfr,sypb} \leq AUX_{gfr,sypb} \quad \forall gfr, sypb$$

$$AUX_{gfr,sypb} \leq pmax_{gfr} * ACP_{gfr,sypb} \quad \forall gfr, sypb$$

$$AUX_{gfr,sypb} \leq PARQUE_{gfr,yp} \quad \forall gfr, sypb$$

$$PARQUE_{gfr,yp} - AUX_{gfr,sypb} + pmaxi_{gfr} * ACP_{gfr,sypb} \leq pmaxi_{gfr} \quad \forall gfr, sypb$$

$$PARQUE_{gfr,yp} \leq pmaxi_{gfr} \quad \forall gfr, sypb$$

### 9. Margen de reserva de potencia total en cada bloque.

La potencia térmica acoplada debe ser mayor a la demanda del sistema en cierta proporción definida por el usuario. Para que esta restricción tenga sentido deben definirse mínimos técnicos para los generadores térmicos.

$$\sum_{gfr} AUX_{gfr,sypb} + \sum_{getr} pmax_{getr} * (1 - tsfo_{getr}) * ACP_{getr,sypb} +$$

$$DRVA_{sypb} \geq dem\_blq_{sypb} * (1 + mrva) \quad \forall sypb$$

### 10. Margen de reserva rodante térmica en cada bloque

La potencia térmica rodante (diferencia entre la potencia acoplada y la producción real) debe ser mayor a la demanda del sistema en cierta proporción definida por el

usuario. Al igual que la restricción anterior, para que esta restricción tenga sentido deben definirse mínimos técnicos para los generadores térmicos.

$$\sum_{gtr} AUX_{gtr,sypb} + \sum_{gtr} pmax_{gtr} * (1 - tsfo_{gtr}) * ACP_{gtr,sypb} - \sum_{gtr} PDGTR_{gtr,sypb} \geq dem\_blq_{sypb} * mr \text{ var} \quad \forall sypb$$

### 11. Costo total de inversión en generación y/o red

$$CTINV_{gtr,yp} = \frac{PARQUE_{gtr,yp} * cinv_{gtr}}{dbase * (1 + tdesc)^y} \quad \forall gtr, yp$$

$$CTILN_{inf,yp} = \frac{NTLI_{inf,yp} * cinv_{inf} * long_{inf}}{dbase * (1 + tdesc)^y} \quad \forall inf, yp$$

### 3.3.2.2 Restricciones Interperíodo

Las restricciones interperiodos están asociadas a la fijación entre periodos de la generación y red instalada, y la definición de la relación de acoplamiento de producción de los generadores térmicos entre bloques.

#### 12. Acoplamiento de producción entre períodos.

$$\begin{aligned} ACP_{getr,syp(b+1)} &\leq ACP_{getr,sypb} && \forall getr,sypb \\ ACP_{gfttr,syp(b+1)} &\leq ACP_{gfttr,sypb} && \forall gfttr,sypb \end{aligned}$$

#### 13. Fijación entre periodos de generación y red instalada.

Fijación generación instalada:

$$\begin{aligned} PARQUE_{gfttr,yp} &= PARQUE_{gfttr,y(p-1)} + PIGTR_{gfttr,yp} && \forall gfttr,y = 1 \vee p \neq 1 \\ PARQUE_{gfttr,y(p1)} &= PARQUE_{gfttr,(y-1)p_n} + PIGTR_{gfttr,y(p1)} && \forall gfttr,y > 1 \end{aligned}$$

Fijación red instalada:

$$\begin{aligned} NTLI_{lnf,yp} &= NTLI_{lnf,y(p-1)} + NLNI_{lnf,yp} && \forall lnf,y = 1 \vee p \neq 1 \\ NTLI_{lnf,y(p1)} &= NTLI_{lnf,(y-1)p_n} + NLNI_{lnf,y(p1)} && \forall lnf,y > 1 \end{aligned}$$

## 3.4 Implantación Informática

---

### 3.4.1 Lenguaje de Modelado

En la actualidad, las principales alternativas disponibles para el desarrollo de modelos de optimización son: los lenguajes de propósito general, los lenguajes o entornos de cálculo numérico y los lenguajes algebraicos de modelado [LATO03]. Cada uno posee características que lo hacen en sus usos distintos de otros. Ver Fig. 1.14.

**Resumen de las Principales Características de los Lenguajes de Modelado**

		Lenguajes de Propósito General	Lenguajes o Entornos de Cálculo Numérico	Lenguajes Algebraicos de Modelado
Herramientas más conocidas		FORTRAN Java C++ Visual Basic	Maple Mathematica MATLAB Excel	GAMS AMPL MPL AIMMS
Barrera de Aprendizaje del Lenguaje	Alto	X		X
	Medio		X	
	Bajo		X	
Tiempo de Desarrollo	Alto	X		
	Medio		X	
	Bajo		X	X
Tiempo de Ejecución	Alto			X
	Medio		X	
	Bajo	X		
Dificultad de Integración a otra aplicación	Alto			X
	Medio		X	
	Bajo	X		
Ideal para		-Problemas gigantescos y complejos -Modelos usados con mucha frecuencia -Interfaces a la medida	-Problemas pequeños y medios -Ideal para el desarrollo de prototipos y modelos de uso esporádico -Integración total con hojas de cálculo y representación gráfica	-Problemas grandes y complejos -Ideal para formular el modelo independientemente del tamaño del problema cálculo y representación gráfica -Flexibilidad en el uso de optimizadores -Facilidad del refinamiento continuo del código

FIG. 1.14. PRINCIPALES CARACTERÍSTICAS DE LOS LENGUAJES DE MODELADO

En nuestro caso particular, la herramienta con la que se dispone para el desarrollo del presente modelo corresponde a un lenguaje algebraico de modelado. Esta alternativa es de las más complejas y potentes disponibles, por su capacidad de indexación de las variables y ecuaciones que permite cambiar sin dificultad las dimensiones del modelo. Entre las características y ventajas principales que presentan estos lenguajes algebraicos de modelado se destacan las siguientes:

- Proporcionan una formulación sencilla de modelos grandes y complejos
- Mejoran sustancialmente la productividad de los modeladores al permitir dedicar más tiempo al diseño, ejecución del modelo y análisis de los resultados y menos a la codificación del mismo.

- Facilitan de sobremanera el desarrollo de prototipos
- Estructuran los buenos hábitos de modelado al exigir una representación concisa y exacta de los parámetros/variables y sus relaciones
- Recogen simultáneamente la estructura del modelo y su documentación.
- Separan de manera natural los datos de la estructura del modelo y ésta de los algoritmos de solución.
- La formulación del problema es independiente del tamaño, como se dijo anteriormente.
- Los optimizadores pueden ser intercambiados sin dificultad. Se pueden probar nuevos optimizadores, nuevos métodos o nuevas versiones.
- Permiten la realización de cambios en el modelo de manera sencilla y segura, es decir, se pueden afrontar un refinamiento continuo en la formulación del problema
- Cualquier tipo de problemas de programación lineal, no lineal, flujos en redes o mixta complementaria resulta muy fácil de implantar su formulación.

Entre sus desventajas principales se pueden mencionar las siguientes:

- No son adecuados para la resolución de problemas de pequeño tamaño por parte de usuarios esporádicos por la barrera de entrada que supone el aprendizaje de un nuevo lenguaje
- No pueden utilizarse para la resolución directa de problemas gigantescos cuya formulación completa incluso no se puede realizar (Ej. 1,000,000 de restricciones y/o variables).

- En la ejecución se incluye un tiempo de creación del modelo y de interfaz con el optimizador que ralentiza la obtención de la solución, por lo tanto no es recomendable cuando el tiempo de ejecución es un factor crítico.

En el problema que nos planteamos resolver, ni el tiempo, ni el tamaño, ni la barrera de aprendizaje del lenguaje representaría un mayor obstáculo para llevar a cabo el proyecto. En este sentido, el modelo propuesto ha sido escrito utilizando el lenguaje algebraico de programación matemática GAMS<sup>10</sup> versión 20.5<sup>11</sup> desarrollado por GAMS Development Corporation [BROO98], y como optimizador para el problema entero mixto se ha utilizado el CPLEX.

#### 3.4.1.1 Codificación usando GAMS

El programa GAMS es un software desarrollado por A. Brooke, D. Kendrick y A. Meeraus. De su género es el más ampliamente difundido. A diferencia de otros paquetes de software de implementación de algoritmos matemáticos que permiten resolver los problemas de optimización, el programa GAMS, como se dijo anteriormente, presenta la ventaja de plantear un lenguaje de modelización que permite el poder escribir en un editor la formulación matemática del problema y posteriormente aplicarle una serie de “solvers” o programas de resolución.

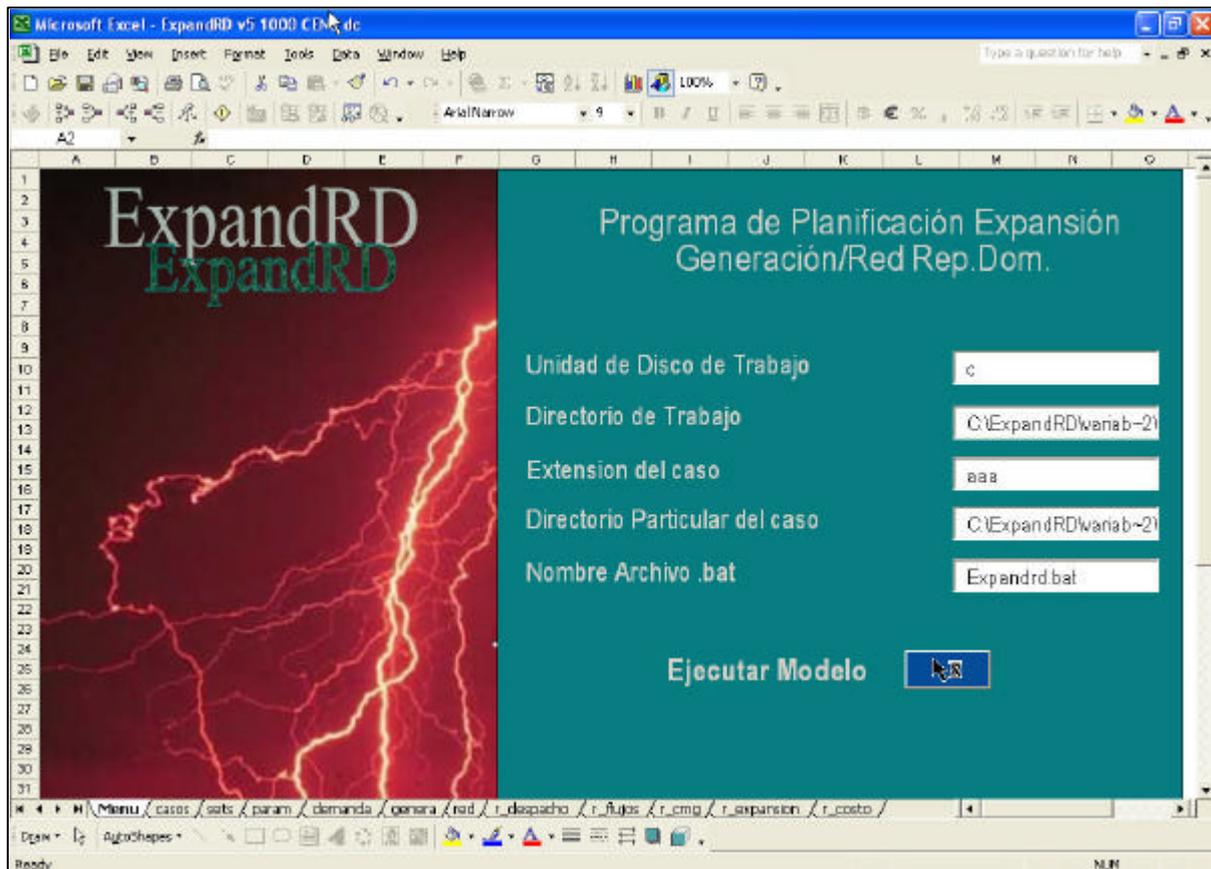
El modelo consta de un módulo escrito en lenguaje GAMS (*ExpandRDv1.gms*) que contiene el código matemático del problema de optimización, y de una interfaz en Excel que permite la entrada y salida de datos a los ficheros en formato de texto mediante una hoja de cálculo. Ver Fig.1.15. Se hace importante destacar que la estructura de estos ficheros permite la lectura de todos los datos con independencia del tamaño del sistema a analizar. De hecho, la utilización de GAMS como lenguaje, garantiza la adaptación del dimensionamiento del programa al caso de estudio. De esta manera se consigue una flexibilidad total en su uso, no asociada al problema a resolver en lo que respecta a la entrada de datos.

---

<sup>10</sup> GAMS (General Algebraic Modeling System)

<sup>11</sup> Versión disponible en la Empresa Generadora de Electricidad ITABO S.A.

FIG. 1.15. INTERFAZ PARA ENTRADA DE DATOS



En cuanto a la interfaz en Excel, su funcionamiento se resume como sigue:

- Una vez se han rellenado los datos de los ficheros en la Interfaz, se pulsa el botón  que se encuentra en la pestaña principal “Menú”, que ejecuta una macro que exporta los ficheros de entrada como archivos de texto con la terminación de la extensión del caso que se esté corriendo. Ej: “demanda.aaa”
- Una vez exportados los ficheros, la macro hace llamada a un archivo batch (o bat) nombrado con el nombre de “Expandrd.bat” que contiene un conjunto de comandos DOS que autorizan las siguientes tareas:
  - Inclusión de todos los ficheros exportados en un mismo archivo llamado “caso.bat”, que es el fichero que leerá el modulo “Expandrdv1.gms”.
  - Ejecución del modulo “Expandrdv1.gms” en GAMS

- Finalmente, la macro importa los resultados del modelo a la planilla en Excel para facilitar las labores de análisis de resultados.

### 3.4.2 *Modo de Uso*

Las opciones principales de uso del modelo se encuentran en el fichero de nombre fijo y extensión variable **casos.xxx**.<sup>12</sup> En este fichero se puede definir hasta nueve casos que se activan a discreción del usuario, permitiéndose definir casos de estudios que son activados o no entre ejecuciones sucesivas. Las principales características definidas en este fichero son:

#### 1. **casos.xxx**

- **status:** permite activar (1) o no (0) el caso de estudio. Sólo puede ser activado un caso al tiempo.
- **opcveg:** permite el uso de variables continuas (0) o enteras (1) en la expansión del equipo generador futuro.
- **opcmod:** permite representar el sistema a nodo único (1) o no (0).
- **opcred:** permite modelar la red de transporte en uno de cuatro modelados disponibles: simplificación DC (0), simplificación como modelo de transporte (1), modelo híbrido 1 (2) y modelo híbrido 2 (3).

### 3.4.3 *Archivos de Entrada*

Los datos de entrada al modelo se ingresan por cinco (5) ficheros de nombre fijo y extensión variable. Estos ficheros son:

---

<sup>12</sup> El uso de extensión variable permite al usuario emplear extensiones distintas, para mayor comodidad cuando se realizan varios estudios.

**1. sets.xxx**

Este fichero contiene información global de utilización del modelo (escenarios, años, periodos, bloques), así como las relaciones de localización de los generadores. Esto es:

- **s:** escenarios de demanda
- **y:** años
- **p:** periodos
- **b:** bloques
- **nd:** nodos
- **gtr:** generadores térmicos
- **ghd:** generadores hidráulicos
- **ndgtr(nd,gtr):** relación de localización de cada generador térmico en un nodo
- **ndghd (nd,ghd):** relación de localización de cada generador hidráulico en un nodo

**2. param.xxx**

Este fichero, hoy en día, sólo es utilizado para definir el nodo de referencia del sistema en caso de ejecución con red de transporte. A continuación se muestra un ejemplo de cómo debe modificarse la instrucción:

`nr('nodo1')` fija al *nodo1* como nodo de referencia

`nr('altamira')` fija al nodo llamado *altamira* como nodo de referencia

**3. demanda.xxx**

Este fichero contiene la información relativa a la demanda:

- **prob(s):** probabilidad de escenarios de demanda
- **prdrtr(y):** coeficiente de pérdidas de transporte

- **dem(s,y):** escenarios de demanda anual
- **fdnd(nd,y):** factor de distribución de la demanda por nodo. Los factores se expresan en por unidad y varían durante el alcance del modelo.
- **dur\_blq(p,b):** duración de los bloques de demanda
- **fper(y,p):** factor de distribución de la demanda anual por periodos
- **fblq(p,b):** factor de distribución de la demanda de cada bloque dentro del periodo, de acuerdo a la potencia media. Este factor permite definir la curva de consumo mensual del sistema.

#### 4. **genera.xxx**

Este fichero contiene la información relativa a la generación térmica e hidráulica existente o futuro del sistema:

- **dgtr(gtr,atr\_g):** atributos de los generadores térmicos del sistema, esto es: potencia máxima (pmax), mínimo técnico (pmin), consumo específico (cesp), costo variable no combustible (cvnc), tasa de indisponibilidad (tind), año y periodo de entrada en operación (yent/pent), costo de inversión (cinv), status del equipo en el sistema (status) y potencia máxima a instalar (pmaxi).
- **pcomb(gtr,y,p):** precio de combustible de los generadores térmicos. Puede variar para cada periodo del alcance del modelo.
- **dghd(ghd,atr\_g):** atributos de los generadores hidráulicos del sistema. Por el modelado adoptado para este tipo de unidades, sólo se requiere definir la potencia máxima (pmax) y el status del equipo en el sistema (status).
- **pdisphd(ghd,y,p):** potencia disponible hidráulica en cada periodo

**5. red.xxx**

Este fichero contiene la información relativa a la red:

- **dln(ni,nf,c,atr\_ln)**: atributos de la red. Se definen los nodos unidos entre sí por líneas que pueden tener más de un circuito. Cada circuito se representa con las siguientes características: flujo máximo (flmax), resistencia (r), reactancia (x), longitud del circuito (long), costo de inversión (cinv), status del circuito en la red (status) y tipo de circuito (tipo).

### ***3.4.4 Archivos de Salida***

El modelo genera cinco ficheros de salida que contienen los resultados de operación del modelo que son leídos desde la hoja de cálculo:

**1. r\_despacho.txt**

Este fichero contiene el orden de mérito del despacho realizado por el modelo en cada escenario, año, periodo y bloque de demanda. Adicionalmente proporciona información del costo marginal de corto plazo en la barra de referencia resultante en cada despacho.

**2. r\_flujos.txt**

Este fichero contiene el detalle de los flujos de energía activa por la red resultantes de cada despacho.

**3. r\_cmj.txt**

Este fichero proporciona detalle de los costos marginales de corto plazo del sistema en cada barra para cada escenario, año, periodo y bloque.

**4. r\_expansion.txt**

Aquí se proporciona información de las expansiones realizadas por el modelo, tanto de generación como de red.

**5. r\_costo.txt**

Este fichero contiene un resumen de los costos de abastecimiento del sistema, desagregados por costos de inversión y costos de operación.

### ***3.4.5 Comentarios al Uso del Modelo***

En relación al uso de este modelo, es conveniente hacer los siguientes comentarios:

- GAMS no distingue mayúsculas de minúsculas. Su utilización se hace por razones prácticas.
- En GAMS las líneas que empiezan con asteriscos “\*” se consideran líneas de comentarios.
- El símbolo de continuación “+” permite unir porciones de una misma tabla separadas por razones estéticas o de tamaño.
- Todo valor no declarado de un atributo se asume nulo o “0”, permitiendo ahorrar tiempo y espacio en la entrada de datos.

Para un mayor detalle ver Manual de Usuario de GAMS.

## **CAPÍTULO 4**

### **ESTUDIO DE APLICACION**

---

En este capítulo se presentan los resultados para la planificación óptima de la expansión de generación-red de largo plazo realizada para el Sistema de República Dominicana usando el modelo desarrollado en la presente tesis. El presente estudio prevé una óptima expansión del sistema en los próximos 15 años, dando indicaciones del crecimiento requerido de generación y transmisión en las distintas zonas para atender adecuadamente la demanda prevista en el horizonte del estudio.

La planificación de largo plazo tiene como objetivo servir de marco de referencia hacia el cual deben tender todos los resultados de corto y mediano plazo. Este estudio debe proporcionar un norte, una meta clara hacia la cual deberían tender toda estrategia de expansión propuesta para el sistema.

Para el presente ejercicio se ha utilizado información pública del Sistema Dominicano disponible en la Página Web del Organismo Coordinador.

#### **4.1 Objetivos del Estudio**

---

La principal tarea de este ejercicio es verificar si el Sistema Dominicano cuenta en todo el tiempo de este horizonte de planeamiento, con ofertas suficientes de generación que garanticen su abastecimiento, y/o en su defecto, formular las primeras estrategias técnico económicas del plan de expansión de largo plazo. Se pretende tener una comprensión panorámica local de cada zona y global para todo el Sistema, a fin de determinar puntos de nuevas inyecciones de energía y nuevos componentes de transmisión, junto con las fechas

estimadas para su correspondiente implementación. El objetivo final es el de recomendar las obras a implementar escogidas como las mejores de entre distintas alternativas resultantes.

De estos resultados se debe deducir, después de una evaluación económica realista y actualizada, la alternativa más atractiva de expansión para República Dominicana, así como cronogramas de las obras y políticas de financiamiento e inversión que se deben adelantar con mayor urgencia; es la base para iniciar los diseños más inmediatos y así satisfacer efectivamente las necesidades del mercado de la energía eléctrica de todo el país. En síntesis, se trata de obtener una expansión más económica que cualquier otra.

## 4.2 Información Utilizada

---

Antes de iniciar el estudio propiamente dicho, se necesitó efectuar un paquete de cálculos fundamentales que constituyen los insumos básicos para el modelo, tales como:

- Inventario de la generación existente y proyectos de generación previstos para los próximos años.
- Información específica de las unidades generadoras del sistema (mínimos técnicos, consumos específicos, costos unitarios de inversión, etc).
- Recolección de información de redes actuales y proyectos previstos para los próximos años. Diagramas unifilares y parámetros técnicos de la red
- Previsión por zonas de las alternativas disponibles para expansión de generación.
- Proyección de los distintos escenarios de la Demanda y sus crecimientos
- Proyección de los precios de los combustibles

### 4.2.1 Inventario de la Generación Existente y Proyectos Previstos

Se consideró la capacidad instalada en unidades de generación que tiene en la actualidad el Sistema Eléctrico Dominicano, la cual llega a un valor de 3,412.1 MW. Ver Fig. 1.16. Del total, el 15.9% corresponde al equipo hidroeléctrico (542.0 MW), y restante 84.1% al equipo térmico (2,870.1MW) cuya desagregación por tecnología es la siguiente: 310.0 MW (térmicas a carbón); 296.2 MW (térmicas FO#6); 304.0 MW (ciclo combinado LNG); 683.1 MW (motores FO#6); 485.0 MW (ciclo combinado FO#2); 115.6 MW (motores FO#2); y 676.2 MW (turbinas a gas FO#2). Para mayor detalle ver Anexo D.

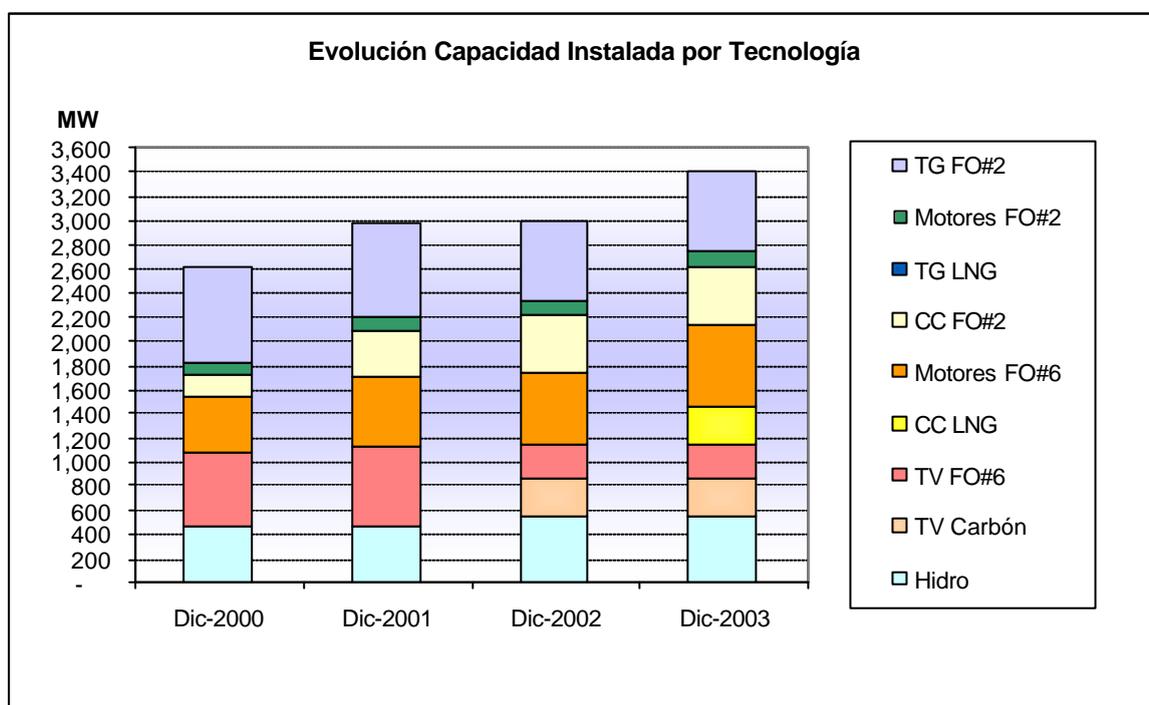


FIG. 1.16. PARQUE DE GENERACIÓN EXISTENTE EN EL SISTEMA DOMINICANO

Para los proyectos previstos se ha revisado la información disponible en el Organismo Coordinador suministrada por la Superintendencia de Electricidad y La Comisión Nacional de Energía.

### 4.2.2 Parámetros de las Unidades Generadoras del Sistema

Se ha tomado como base la información disponible en la base de datos del MOPERD<sup>13</sup> la cual contiene información sobre características particulares de las unidades, tales como

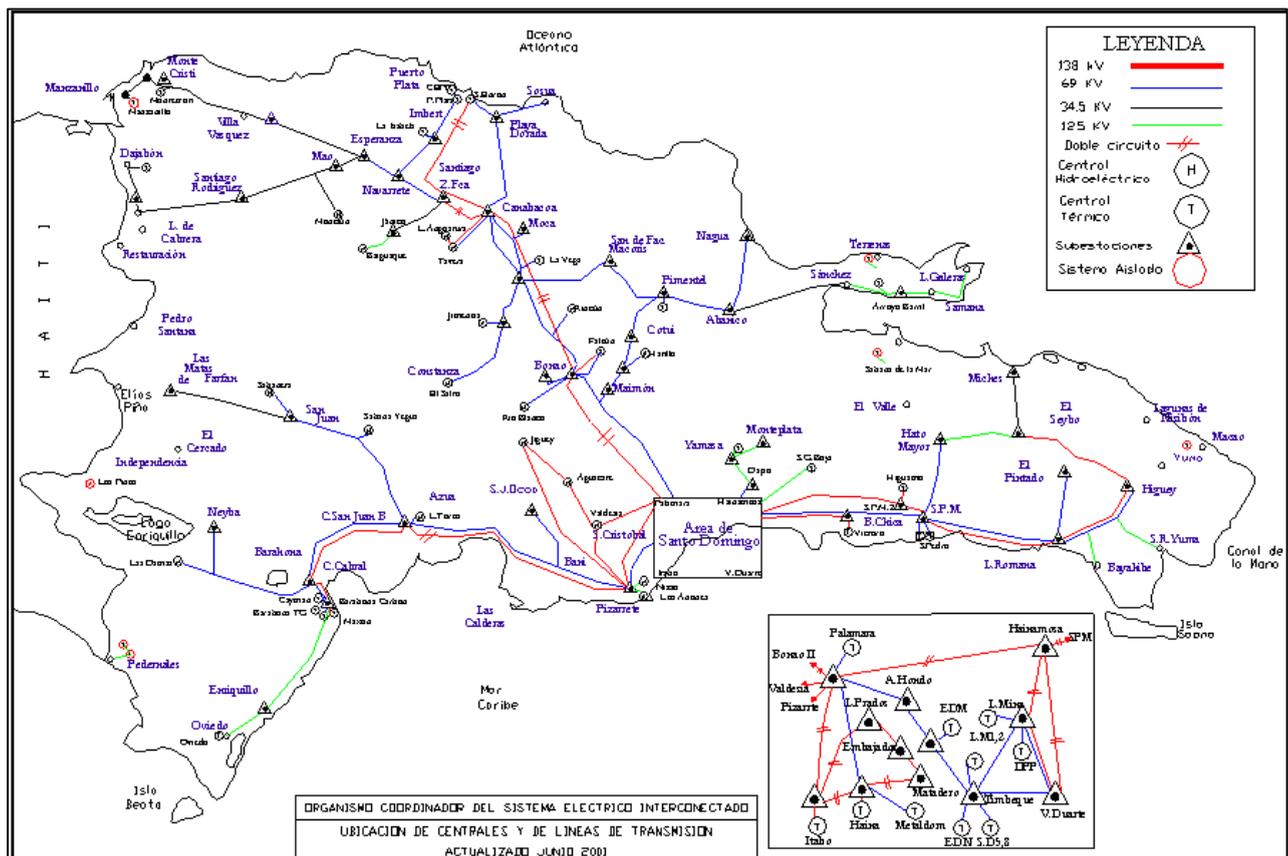
<sup>13</sup> MOPERD: Modelo de Operación Económica Uninodal de Republica Dominicana utilizado para simular el despacho del sistema en el largo plazo.

potencias máximas de las unidades, mínimos técnicos, tasas de indisponibilidades y consumo específicos. Ver Anexo E.

### 4.2.3 Información de Redes Actuales y Previstas

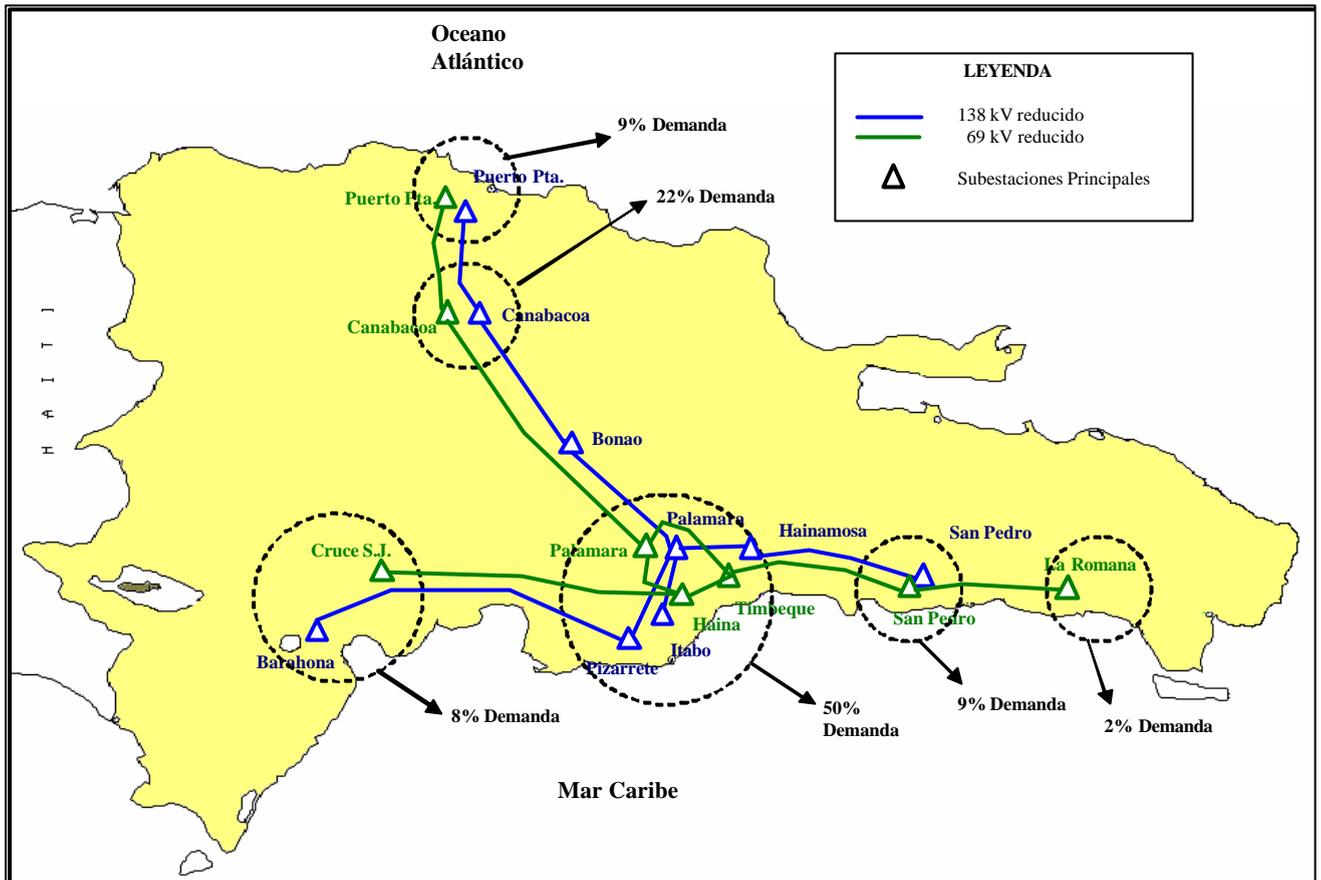
La red de transmisión de 138 y 69 kV (Fig. 1.17) de República Dominicana se ha simulado mediante un sistema reducido<sup>14</sup> de 17 nodos (Fig. 1.18), donde se destacan los principales puntos de abastecimiento y carga, y las subestaciones más importantes. Vale la pena recordar que la planificación de largo plazo que se plantea es meramente estratégica y que busca soluciones generales de tipo zonal que garanticen un macroabastecimiento del sistema.

FIG. 1.17. SISTEMA DE TRANSPORTE DOMINICANO (300 NODOS APROX).



<sup>14</sup> La red de transporte puede representarse de manera aproximada con el objeto de modelar las restricciones entre las distintas zonas y su influencia en la selección de inversión.

FIG. 1.18. SISTEMA DE TRANSPORTE SIMPLIFICADO (17 NODOS).



### 4.2.4 Previsión Alternativas Disponibles de Expansión

#### 4.2.1 Alternativas de Expansión Equipo Generador

Se ha configurado un listado de posibilidades de ampliación de generación basada en el potencial real de expansión de ciertas tecnologías en las distintas zonas del sistema. Básicamente se trata de asociar disponibilidad real y/o prevista de gasoductos, puertos, terrenos, y otros factores necesarios para llevar a cabo el desarrollo de algunas tecnologías en particular. Ver Fig. 1.19.

FIG. 1.19. ALTERNATIVAS DE EXPANSIÓN DE GENERACIÓN

Zona	Nodo	Tecnología/ Potencia Máxima a Instalar (MW)				
		TV Carbón	TV FO6	CC LNG	CC FO2	TG FO2
Sur	3310PIZA	600			600	500
Sur	3380CSJ2	600			600	500
Sur	3263BC38	600		600		500
Norte	2400CA38	600			600	500
Norte	2610QUIN	600			600	500
Norte	2220LVEG		600	600		500
Norte	2370PPL1	600			600	500
Norte	2130BO38	600			600	500
Este	4801SPM2	600		600		500
Este	4010PE69	600			600	500
Este	4500RO69		600		600	500
Centro	1350ITAB	600			600	500
Centro	1260HA69	600			600	500
Centro	1230PALA		600		600	500
Centro	1190HM38	600			600	500
Centro	1230PA69		600		600	500
Centro	1170LMIN		600	600		500
<b>Máxima Capacidad a Instalar</b>		<b>7200</b>	<b>3000</b>	<b>2400</b>	<b>7800</b>	<b>8500</b>

	Pmax [MW]	Pmin [MW]	CESP [kg/kWh]	TSFO [%]	CVNC [mills/kWh]	Vida Util [años]	Tiempo Construcción [años]	Costo Unitario Inversión Anual (US\$/MW)
TV Carbón	150	90	0.414	5.00%	2.0	30	3	25,000
TV FO6	150	90	0.300	5.00%	2.0	30	3	20,000
CC LNG	100	80	0.185	3.30%	1.5	20	2	13,500
CC FO2	100	80	0.200	3.30%	1.5	20	2	10,500
TG FO2	50	30	0.295	3.30%	1.0	15	menos de 1	12,000

**4.2.1 Alternativas Expansión Red**

Se ha elaborado un listado de posibilidades que permite la expansión de los corredores existentes según las necesidades de las distintas zonas, de modo que la generación pueda atender adecuadamente la demanda prevista en el horizonte de estudio.

FIG. 1.20. ALTERNATIVAS DE EXPANSIÓN RED

Zona	Línea		Flujo Máximo	Distancia [km]
	Desde	Hasta		
Norte	2610QUIN	2400CA38	136	70
Norte	2610QUIN	2400CA38	287	70
Norte	2400CA38	2130BO38	136	67
Norte	2400CA38	2130BO38	287	67
Norte	2130BO38	1230PALA	136	58
Norte	2130BO38	1230PALA	287	58
Norte	2370PPL1	2220LVEG	41	80
Norte	2370PPL1	2220LVEG	136	80
Norte	2370PPL1	2220LVEG	287	80
<b>Máxima Capacidad Transporte a Instalar</b>			<b>1733</b>	
Este	4010PE69	4500RO69	72	41
Este	4010PE69	4500RO69	136	41
Este	4010PE69	4500RO69	287	41
<b>Máxima Capacidad Transporte a Instalar</b>			<b>495</b>	
Sur	3263BC38	3310PIZA	136	70
Sur	3263BC38	3310PIZA	287	70
<b>Máxima Capacidad Transporte a Instalar</b>			<b>423</b>	
Centro	1190HM38	1230PALA	136	24
Centro	1190HM38	1230PALA	287	24
Centro	1350ITAB	1230PALA	287	27
Centro	1350ITAB	1230PALA	287	27
Centro	1260HA69	1230PA69	72	20
Centro	1260HA69	1230PA69	136	20
Centro	1260HA69	1230PA69	287	20
Centro	1260HA69	1170LMIN	72	20
Centro	1260HA69	1170LMIN	136	20
Centro	1260HA69	1170LMIN	287	20
<b>Máxima Capacidad Transporte a Instalar</b>			<b>1987</b>	
Norte-Centro	2220LVEG	1230PA69	72	90
Norte-Centro	2220LVEG	1230PA69	136	90
Norte-Centro	2220LVEG	1230PA69	287	90
Centro-Este	1170LMIN	4010PE69	72	75
Centro-Este	1170LMIN	4010PE69	136	75
Centro-Este	1170LMIN	4010PE69	287	75
Este-Centro	4801SPM2	1190HM38	136	40
Este-Centro	4801SPM2	1190HM38	287	40
Sur-Centro	3310PIZA	1230PALA	136	60
Sur-Centro	3310PIZA	1230PALA	287	60
Sur-Centro	3380CSJ2	1260HA69	72	80
Sur-Centro	3380CSJ2	1260HA69	136	80
Sur-Centro	3380CSJ2	1260HA69	287	80
<b>Máxima Capacidad Transporte a Instalar</b>			<b>2331</b>	
	<b>Costo Unitario Inversión Anual (US\$/km)</b>		<b>Vida Util [años]</b>	
41 / 72 MW	5,800		40	
136 MW	8,700		40	
287 MW	10,500		40	

### ***4.2.5 Proyección de Escenarios de Demanda***

Si no el más, uno de los insumos más importantes de este estudio es la proyección de los distintos escenarios de la demanda. Buenas estimaciones de demanda, realizadas con información veraz y basadas en indicadores cuyos comportamientos se puedan predecir estadísticamente, redundan en un adecuado plan de expansión ajustado a la realidad del país.

Usualmente, en los estudios de demanda, se utilizan escenarios de crecimiento bajo, medio<sup>15</sup> y alto, cada uno basado en supuestos sobre la evolución de la demanda debido a factores demográficos y al desarrollo económico.

Para el presente estudio se ha tomado la última proyección de demanda disponible elaborada por los consultores Mejía Villegas S.A. (MVSA) en septiembre del 2002 [MEJI02], la cual corresponde a una actualización del estudio de demanda realizado por la firma Estudios Técnicos y Económicos de Energía (ETEE) en 1998 para la Comisión de Reforma de la Empresa Pública (CREP).

De acuerdo con lo anterior, la proyección que será utilizada en este estudio de planeación se presenta a continuación:

---

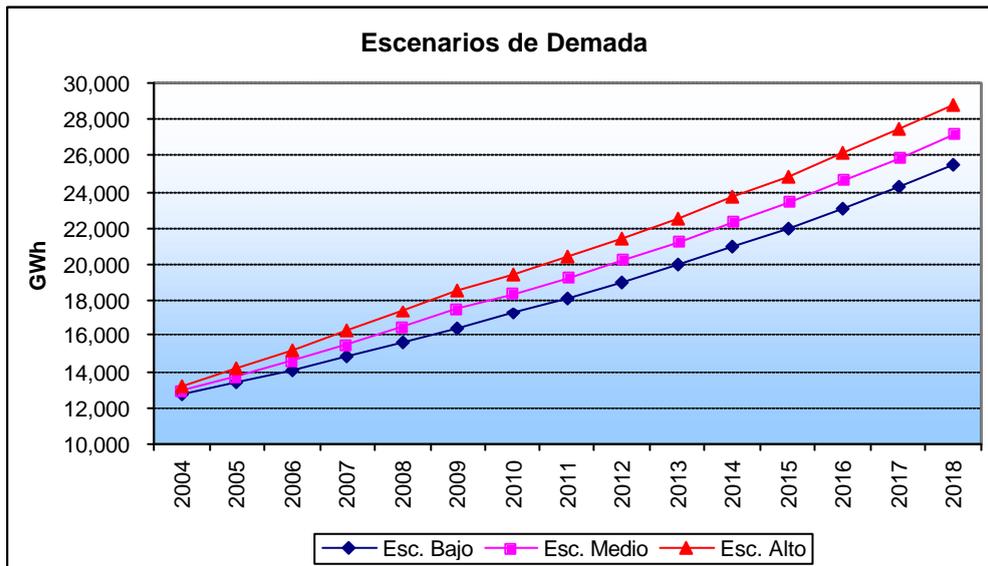
<sup>15</sup> En estos estudios el escenario de crecimiento medio suele corresponder al escenario más probable.

FIG. 1.21. ESCENARIOS DE DEMANDA PROYECTADOS

Periodo	Año	Escenario de Demanda (GWh)			Demanda Media Anual (MW)		
		s1	s2	s3	s1	s2	s3
Año 1	2004	12,734	12,972	13,212	1,812	1,846	1,880
Año 2	2005	13,409	13,784	14,163	1,908	1,961	2,015
Año 3	2006	14,112	14,636	15,169	2,008	2,083	2,159
Año 4	2007	14,846	15,533	16,235	2,113	2,210	2,310
Año 5	2008	15,612	16,475	17,363	2,222	2,344	2,471
Año 6	2009	16,411	17,466	18,558	2,335	2,485	2,641
Año 7	2010	17,231	18,339	19,486	2,452	2,610	2,773
Año 8	2011	18,093	19,256	20,460	2,575	2,740	2,912
Año 9	2012	18,997	20,219	21,483	2,703	2,877	3,057
Año 10	2013	19,947	21,230	22,557	2,839	3,021	3,210
Año 11	2014	20,945	22,291	23,685	2,981	3,172	3,370
Año 12	2015	21,992	23,406	24,869	3,130	3,331	3,539
Año 13	2016	23,092	24,576	26,113	3,286	3,497	3,716
Año 14	2017	24,246	25,805	27,418	3,450	3,672	3,902
Año 15	2018	25,458	27,095	28,789	3,623	3,856	4,097

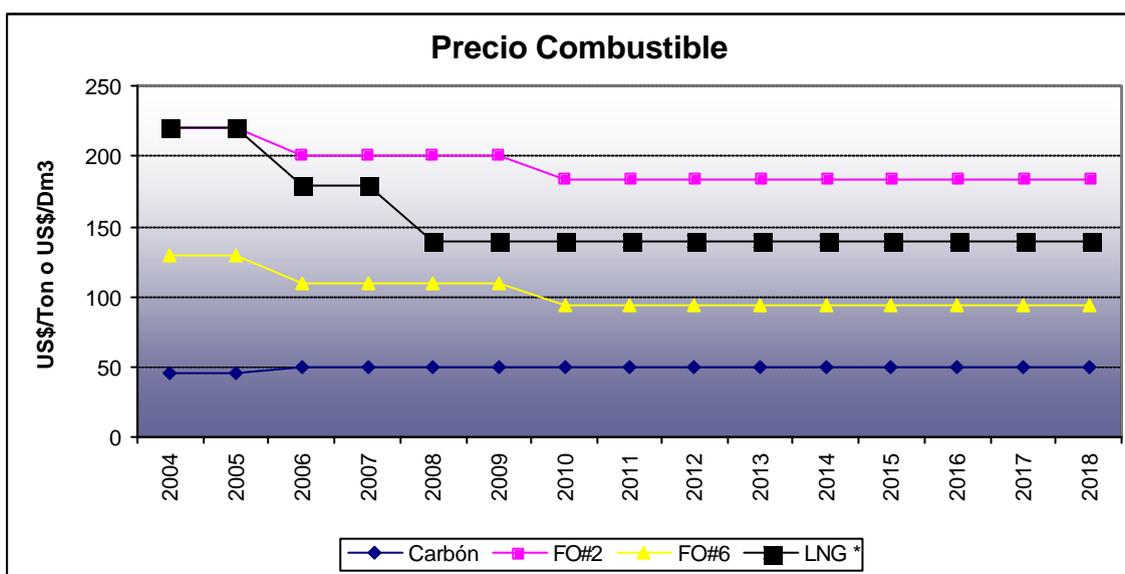
<b>Probabilidad</b> ----->	<b>0.33</b>	<b>0.34</b>	<b>0.33</b>
----------------------------	-------------	-------------	-------------



## 4.2.6 Proyección de Precios de Combustibles

Para efecto de despacho económico, después de analizar la evolución de los precios de combustibles de los últimos años, se adoptó la siguiente evolución de precios.

FIG. 1.22. PROYECCIÓN PRECIOS DE COMBUSTIBLES



## 4.3 Resultados de la Expansión

Para la obtención de los resultados de expansión se utilizó el modelo desarrollado (ExpandRD) con todos los elementos enunciados anteriormente. Con estos resultados se pretende obtener una comprensión panorámica local de cada zona y global para todo el Sistema, a fin de determinar puntos de nuevas inyecciones de energía y nuevos componentes de transmisión, junto con las fechas estimadas para su correspondiente implementación. El objetivo final es el de recomendar las obras a implementar escogidas como las mejores de entre distintas alternativas resultantes.

De estos resultados se debe deducir, después de una evaluación económica realista y actualizada, la alternativa más atractiva de expansión para República Dominicana, así como cronogramas de las obras y políticas de financiamiento e inversión que se deben adelantar con mayor urgencia; es la base para iniciar los diseños más inmediatos y así satisfacer

efectivamente las necesidades del mercado de la energía eléctrica de todo el país. En síntesis, se trata de obtener una expansión más económica que cualquier otra.

En el presente caso de aplicación se han evaluado dos modos de expansión del equipo generador, variando en cada caso el costo de la energía no suministrada (CENS). Los primeros tres casos corresponden al modo de expansión con variables enteras (opcveg=1, opcmod=0, opcred=0), y el caso 2 corresponde al modo de expansión con variables continuas (opcveg=0, opcmod=0, opcred=0). Para ambos casos se han realizado sensibilidades variando el costo de la energía no suministrada en 1,000, 100 y 80 US\$/MWh.

El modelo desarrollado (ExpandRD) ha sido implementado en un computador portátil DELL con 1.7 GHz de procesador y 256 MB de memoria RAM.

Como resultados generales se tiene:

		Caso: Variables Enteras			Caso: Variables Continuas		
CENS	[US\$/MWh]	1,000	100	80	1,000	100	80
<b>Estadística del Modelo</b>							
No. Ecuaciones		153,077			152,312		
No. Variables Continuas		86,796			86,031		
No. Variables Enteras		19,190			18,510		
Costo	[1e9 US\$]	3.0353	3.1330	3.1040	3.0352	3.0352	3.0351
Error	[%]	4.28%	3.12%	2.20%	2.67%	0.64%	1.01%
Tiempo	[horas]	9.68	10.27	9.34	7.58	5.81	7.60
No. Iteraciones		1,154,088	1,233,193	1,013,214	772,913	563,477	734,479
<b>Expansiones</b>							
Equipo Generador	[MW]	4,200.0	3,450.0	3,050.0	2,935.8	2,740.6	2,628.2
Equipo Red *	[MW]	4,295.0	2,523.0	2,100.0	1,318.0	1,877.0	1,805.0

FIG. 1.23. COMPARACIÓN GENERAL DE CASOS EVALUADOS

Se puede observar una disminución sustancial del tiempo de resolución del problema al pasar del modo de expansión usando variables enteras para el equipo de generación, al modo de variable continua.

### 4.3.1 Expansión Equipo Generador

#### 4.3.1.1 Caso con Variables Enteras

Caso: Variables Enteras de Expansión Generación y CENS= 1000 US\$/MWh																
Periodo	Año	Parque Térmico Inicial (MW)								Expansiones (MW)						Parque Final
		TV Carbón	TV FO#6	Mot. FO6	Mot. FO2	CC LNG	CC FO#2	TG FO#2	Total	TV Carbón	TV FO#6	CC LNG	CC FO#2	TG FO#2	Total	
Año 1	2004	276	298	657	105	300	475	650	2,760	0	0	0	0	50	50	326
Año 2	2005	276	298	657	105	300	475	700	2,810	0	0	0	0	50	50	326
Año 3	2006	276	298	657	105	300	475	750	2,860	0	0	0	0	0	0	276
Año 4	2007	276	298	657	105	300	475	750	2,860	1,500	150	0	0	0	1,650	1,926
Año 5	2008	1,776	448	657	105	300	475	750	4,510	0	0	0	0	0	0	1,776
Año 6	2009	1,776	448	657	105	300	475	750	4,510	450	0	0	0	0	450	2,226
Año 7	2010	2,226	448	657	105	300	475	750	4,960	0	0	0	0	0	0	2,226
Año 8	2011	2,226	448	657	105	300	475	750	4,960	150	0	0	0	0	150	2,376
Año 9	2012	2,376	448	657	105	300	475	750	5,110	150	0	0	0	0	150	2,526
Año 10	2013	2,526	448	657	105	300	475	750	5,260	150	0	100	0	0	250	2,776
Año 11	2014	2,676	448	657	105	400	475	750	5,510	300	0	0	0	0	300	2,976
Año 12	2015	2,976	448	657	105	400	475	750	5,810	450	0	0	0	0	450	3,426
Año 13	2016	3,426	448	657	105	400	475	750	6,260	150	0	0	0	0	150	3,576
Año 14	2017	3,576	448	657	105	400	475	750	6,410	150	0	0	0	100	250	3,826
Año 15	2018	3,726	448	657	105	400	475	850	6,660	150	0	100	0	50	300	4,026
<b>Total (MW)</b>										<b>3,600</b>	<b>150</b>	<b>200</b>	<b>0</b>	<b>250</b>	<b>4,200</b>	

Caso: Variables Enteras de Expansión Generación y CENS= 100 US\$/MWh																
Periodo	Año	Parque Térmico Inicial (MW)								Expansiones (MW)						Parque Final
		TV Carbón	TV FO#6	Mot. FO6	Mot. FO2	CC LNG	CC FO#2	TG FO#2	Total	TV Carbón	TV FO#6	CC LNG	CC FO#2	TG FO#2	Total	
Año 1	2004	276	298	657	105	300	475	650	2,760	0	0	0	0	0	0	276
Año 2	2005	276	298	657	105	300	475	650	2,760	0	0	0	0	0	0	276
Año 3	2006	276	298	657	105	300	475	650	2,760	0	0	0	0	0	0	276
Año 4	2007	276	298	657	105	300	475	650	2,760	1,350	0	100	0	0	1,450	1,726
Año 5	2008	1,626	298	657	105	400	475	650	4,210	0	0	0	0	0	0	1,626
Año 6	2009	1,626	298	657	105	400	475	650	4,210	300	0	0	0	0	300	1,926
Año 7	2010	1,926	298	657	105	400	475	650	4,510	0	0	100	0	0	100	2,026
Año 8	2011	1,926	298	657	105	500	475	650	4,610	300	0	0	0	50	350	2,276
Año 9	2012	2,226	298	657	105	500	475	700	4,960	150	0	0	0	0	150	2,376
Año 10	2013	2,376	298	657	105	500	475	700	5,110	0	0	0	0	0	0	2,376
Año 11	2014	2,376	298	657	105	500	475	700	5,110	300	0	0	0	0	300	2,676
Año 12	2015	2,676	298	657	105	500	475	700	5,410	300	0	0	0	0	300	2,976
Año 13	2016	2,976	298	657	105	500	475	700	5,710	0	150	0	0	100	250	3,226
Año 14	2017	2,976	448	657	105	500	475	800	5,960	150	0	0	0	100	250	3,226
Año 15	2018	3,126	448	657	105	500	475	900	6,210	0	0	0	0	0	0	3,126
<b>Total (MW)</b>										<b>2,850</b>	<b>150</b>	<b>200</b>	<b>0</b>	<b>250</b>	<b>3,450</b>	

Caso: Variables Enteras de Expansión Generación y CENS= 80 US\$/MWh																
Periodo	Año	Parque Térmico Inicial (MW)								Expansiones (MW)						Parque Final
		TV Carbón	TV FO#6	Mot. FO6	Mot. FO2	CC LNG	CC FO#2	TG FO#2	Total	TV Carbón	TV FO#6	CC LNG	CC FO#2	TG FO#2	Total	
Año 1	2004	276	298	657	105	300	475	650	2,760	0	0	0	0	0	0	276
Año 2	2005	276	298	657	105	300	475	650	2,760	0	0	0	0	0	0	276
Año 3	2006	276	298	657	105	300	475	650	2,760	0	0	0	0	0	0	276
Año 4	2007	276	298	657	105	300	475	650	2,760	1,500	0	0	0	0	1,500	1,776
Año 5	2008	1,776	298	657	105	300	475	650	4,260	0	0	0	0	0	0	1,776
Año 6	2009	1,776	298	657	105	300	475	650	4,260	300	0	0	0	0	300	2,076
Año 7	2010	2,076	298	657	105	300	475	650	4,560	0	0	0	0	0	0	2,076
Año 8	2011	2,076	298	657	105	300	475	650	4,560	0	0	0	0	0	0	2,076
Año 9	2012	2,076	298	657	105	300	475	650	4,560	300	0	0	0	0	300	2,376
Año 10	2013	2,376	298	657	105	300	475	650	4,860	150	0	0	0	0	150	2,526
Año 11	2014	2,526	298	657	105	300	475	650	5,010	0	0	0	0	0	0	2,526
Año 12	2015	2,526	298	657	105	300	475	650	5,010	300	0	0	0	0	300	2,826
Año 13	2016	2,826	298	657	105	300	475	650	5,310	0	0	0	0	50	50	2,876
Año 14	2017	2,826	298	657	105	300	475	700	5,360	150	0	0	0	0	150	2,976
Año 15	2018	2,976	298	657	105	300	475	700	5,510	300	0	0	0	0	300	3,276
<b>Total (MW)</b>										<b>3,000</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>50</b>	<b>3,050</b>	

4.3.1.2 Caso con Variables Continuas

Caso: Variables Continuas de Expansión Generación y CENS= 1000 US\$/MWh																
Periodo	Año	Parque Térmico Inicial (MW)								Expansiones (MW)						Parque Final
		TV Carbón	TV FO#6	Mot. FO6	Mot. FO2	CC LNG	CC FO#2	TG FO#2	Total	TV Carbón	TV FO#6	CC LNG	CC FO#2	TG FO#2	Total	
Año 1	2004	275.6	298.2	656.5	105.3	300.0	475.0	649.8	2,760.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	275.6
Año 2	2005	275.6	298.2	656.5	105.3	300.0	475.0	649.8	2,760.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	275.6
Año 3	2006	275.6	298.2	656.5	105.3	300.0	475.0	649.8	2,760.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	275.6
Año 4	2007	275.6	298.2	656.5	105.3	300.0	475.0	649.8	2,760.4	1,369.6	0.0	0.0	0.0	0.0	1,369.6	1,645.2
Año 5	2008	1,645.2	298.2	656.5	105.3	300.0	475.0	649.8	4,130.0	63.7	0.0	0.0	0.0	0.0	63.7	1,708.9
Año 6	2009	1,708.9	298.2	656.5	105.3	300.0	475.0	649.8	4,193.7	10.0	0.0	0.0	0.0	0.0	10.0	1,718.9
Año 7	2010	1,718.9	298.2	656.5	105.3	300.0	475.0	649.8	4,203.7	0.0	0.0	0.0	0.0	72.6	72.6	1,791.5
Año 8	2011	1,718.9	298.2	656.5	105.3	300.0	475.0	722.4	4,276.3	168.7	0.0	0.0	0.0	0.0	168.7	1,887.7
Año 9	2012	1,887.7	298.2	656.5	105.3	300.0	475.0	722.4	4,445.1	59.8	0.0	0.0	0.0	0.0	59.8	1,947.5
Año 10	2013	1,947.5	298.2	656.5	105.3	300.0	475.0	722.4	4,504.9	205.6	0.0	0.0	0.0	76.2	281.8	2,229.2
Año 11	2014	2,153.0	298.2	656.5	105.3	300.0	475.0	798.6	4,786.6	92.0	90.0	0.0	0.0	0.0	182.0	2,335.1
Año 12	2015	2,245.1	388.2	656.5	105.3	300.0	475.0	798.6	4,968.7	154.8	0.0	0.0	0.0	11.3	166.1	2,411.2
Año 13	2016	2,399.9	388.2	656.5	105.3	300.0	475.0	809.9	5,134.8	129.0	0.0	0.0	0.0	54.8	183.8	2,583.7
Año 14	2017	2,528.9	388.2	656.5	105.3	300.0	475.0	864.8	5,318.6	198.2	0.0	0.0	0.0	0.0	198.2	2,727.1
Año 15	2018	2,727.1	388.2	656.5	105.3	300.0	475.0	864.8	5,516.9	99.9	0.0	0.0	0.0	79.5	179.3	2,906.4
<b>Total (MW)</b>										<b>2,551.4</b>	<b>90.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>294.4</b>	<b>2,935.8</b>

Caso: Variables Continuas de Expansión Generación y CENS= 100 US\$/MWh																
Periodo	Año	Parque Térmico Inicial (MW)								Expansiones (MW)						Parque Final
		TV Carbón	TV FO#6	Mot. FO6	Mot. FO2	CC LNG	CC FO#2	TG FO#2	Total	TV Carbón	TV FO#6	CC LNG	CC FO#2	TG FO#2	Total	
Año 1	2004	275.6	298.2	656.5	105.3	300.0	475.0	649.8	2,760.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	275.6
Año 2	2005	275.6	298.2	656.5	105.3	300.0	475.0	649.8	2,760.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	275.6
Año 3	2006	275.6	298.2	656.5	105.3	300.0	475.0	649.8	2,760.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	275.6
Año 4	2007	275.6	298.2	656.5	105.3	300.0	475.0	649.8	2,760.4	1,369.6	0.0	0.0	0.0	0.0	1,369.6	1,645.2
Año 5	2008	1,645.2	298.2	656.5	105.3	300.0	475.0	649.8	4,130.0	5.0	0.0	0.0	0.0	0.0	5.0	1,650.2
Año 6	2009	1,650.2	298.2	656.5	105.3	300.0	475.0	649.8	4,135.0	73.9	0.0	0.0	0.0	0.0	73.9	1,724.1
Año 7	2010	1,724.1	298.2	656.5	105.3	300.0	475.0	649.8	4,208.9	14.5	0.0	0.0	0.0	0.0	14.5	1,738.6
Año 8	2011	1,738.6	298.2	656.5	105.3	300.0	475.0	649.8	4,223.4	142.4	0.0	0.0	0.0	0.0	142.4	1,881.0
Año 9	2012	1,881.0	298.2	656.5	105.3	300.0	475.0	649.8	4,365.8	127.5	0.0	0.0	0.0	0.0	127.5	2,008.5
Año 10	2013	2,008.5	298.2	656.5	105.3	300.0	475.0	649.8	4,493.3	55.7	0.0	0.0	0.0	0.0	55.7	2,064.2
Año 11	2014	2,064.2	298.2	656.5	105.3	300.0	475.0	649.8	4,549.0	267.3	0.0	0.0	0.0	0.0	267.3	2,331.6
Año 12	2015	2,331.6	298.2	656.5	105.3	300.0	475.0	649.8	4,816.4	127.2	0.0	0.0	0.0	0.0	127.2	2,458.8
Año 13	2016	2,458.8	298.2	656.5	105.3	300.0	475.0	649.8	4,943.6	84.1	0.0	0.0	0.0	0.0	84.1	2,542.9
Año 14	2017	2,542.9	298.2	656.5	105.3	300.0	475.0	649.8	5,027.7	108.0	0.0	0.0	0.0	0.0	108.0	2,650.9
Año 15	2018	2,650.9	298.2	656.5	105.3	300.0	475.0	649.8	5,135.7	255.4	0.0	80.0	0.0	30.0	365.4	3,016.2
<b>Total (MW)</b>										<b>2,630.6</b>	<b>0.0</b>	<b>80.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>30.0</b>	<b>2,740.6</b>

Caso: Variables Continuas de Expansión Generación y CENS= 80 US\$/MWh																
Periodo	Año	Parque Térmico Inicial (MW)								Expansiones (MW)						Parque Final
		TV Carbón	TV FO#6	Mot. FO6	Mot. FO2	CC LNG	CC FO#2	TG FO#2	Total	TV Carbón	TV FO#6	CC LNG	CC FO#2	TG FO#2	Total	
Año 1	2004	275.6	298.2	656.5	105.3	300.0	475.0	649.8	2,760.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	275.6
Año 2	2005	275.6	298.2	656.5	105.3	300.0	475.0	649.8	2,760.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	275.6
Año 3	2006	275.6	298.2	656.5	105.3	300.0	475.0	649.8	2,760.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	275.6
Año 4	2007	275.6	298.2	656.5	105.3	300.0	475.0	649.8	2,760.4	1,369.6	0.0	0.0	0.0	0.0	1,369.6	1,645.2
Año 5	2008	1,645.2	298.2	656.5	105.3	300.0	475.0	649.8	4,130.0	5.0	0.0	0.0	0.0	0.0	5.0	1,650.2
Año 6	2009	1,650.2	298.2	656.5	105.3	300.0	475.0	649.8	4,135.0	111.9	0.0	0.0	0.0	0.0	111.9	1,762.2
Año 7	2010	1,762.2	298.2	656.5	105.3	300.0	475.0	649.8	4,247.0	18.5	0.0	0.0	0.0	0.0	18.5	1,780.6
Año 8	2011	1,780.6	298.2	656.5	105.3	300.0	475.0	649.8	4,265.4	48.7	0.0	0.0	0.0	0.0	48.7	1,829.3
Año 9	2012	1,829.3	298.2	656.5	105.3	300.0	475.0	649.8	4,314.1	61.6	0.0	0.0	0.0	0.0	61.6	1,890.9
Año 10	2013	1,890.9	298.2	656.5	105.3	300.0	475.0	649.8	4,375.7	104.8	0.0	0.0	0.0	0.0	104.8	1,995.8
Año 11	2014	1,995.8	298.2	656.5	105.3	300.0	475.0	649.8	4,480.6	224.9	0.0	0.0	0.0	0.0	224.9	2,220.6
Año 12	2015	2,220.6	298.2	656.5	105.3	300.0	475.0	649.8	4,705.4	192.5	0.0	0.0	0.0	0.0	192.5	2,413.2
Año 13	2016	2,413.2	298.2	656.5	105.3	300.0	475.0	649.8	4,898.0	127.9	0.0	0.0	0.0	0.0	127.9	2,541.0
Año 14	2017	2,541.0	298.2	656.5	105.3	300.0	475.0	649.8	5,025.8	137.1	0.0	80.0	0.0	0.0	217.1	2,758.2
Año 15	2018	2,678.2	298.2	656.5	105.3	380.0	475.0	649.8	5,243.0	133.0	0.0	12.6	0.0	0.0	145.7	2,823.8
<b>Total (MW)</b>										<b>2,535.6</b>	<b>0.0</b>	<b>92.6</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>2,628.2</b>

### 4.3.2 Expansión Red

#### 4.3.2.1 Caso con Variables Enteras

Caso: Variables Enteras de Expansión Generación y CENS= 1000 US\$/MWh						
Periodo	Año	Zona	Línea		Flujo Máximo [MW]	Distancia
			Desde	Hasta		
Año 1	2004	Norte	2610QUIN	2400CA38	287	70
Año 1	2004	Norte	2370PPL1	2220LVEG	287	80
Año 9	2012	Norte	2370PPL1	2220LVEG	136	80
Año 13	2016	Norte	2610QUIN	2400CA38	136	70
Año 15	2018	Norte	2370PPL1	2220LVEG	41	80
<b>Capacidad Transporte de Zona</b>					<b>846</b>	<b>300</b>
Año 13	2016	Sur	3263BC38	3310PIZA	287	70
<b>Capacidad Transporte de Zona</b>					<b>287</b>	<b>70</b>
Año 3	2006	Centro	1260HA69	1170LMIN	72	20
Año 6	2009	Centro	1260HA69	1230PA69	136	20
Año 7	2010	Centro	1260HA69	1170LMIN	136	20
Año 11	2014	Centro	1260HA69	1170LMIN	287	20
Año 12	2015	Centro	1260HA69	1230PA69	72	20
Año 12	2015	Centro	1190HM38	1230PALA	136	24
Año 14	2017	Centro	1260HA69	1170LMIN	136	20
Año 15	2018	Centro	1190HM38	1230PALA	287	24
<b>Capacidad Transporte de Zona</b>					<b>1262</b>	<b>168</b>
Año 2	2005	Este-Centro	4801SPM2	1190HM38	287	40
Año 5	2008	Centro-Este	1170LMIN	4010PE69	136	40
Año 10	2013	Norte-Centro	2220LVEG	1230PA69	287	90
Año 13	2016	Sur-Centro	3380CSJ2	1260HA69	287	80
Año 13	2016	Este-Centro	4801SPM2	1190HM38	136	40
Año 14	2017	Norte-Centro	2130BO38	1230PALA	136	80
Año 14	2017	Norte-Centro	2220LVEG	1230PA69	136	90
Año 15	2018	Centro-Este	1170LMIN	4010PE69	72	75
Año 15	2018	Centro-Este	1170LMIN	4010PE69	287	75
Año 15	2018	Sur-Centro	3380CSJ2	1260HA69	136	80
<b>Capacidad Transporte de Zona</b>					<b>1900</b>	<b>690</b>

Caso: Variables Enteras de Expansión Generación y CENS= 100 US\$/MWh						
Periodo	Año	Zona	Línea		Flujo Máximo [MW]	Distancia
			Desde	Hasta		
Año 1	2004	Norte	2610QUIN	2400CA38	287	70
Año 1	2004	Norte	2370PPL1	2220LVEG	41	80
Año 6	2009	Norte	2610QUIN	2400CA38	287	70
Año 11	2014	Norte	2370PPL1	2220LVEG	287	70
Año 15	2018	Norte	2130BO38	1230PALA	136	58
Año 15	2018	Norte	2370PPL1	2220LVEG	136	80
<b>Capacidad Transporte de Zona</b>					<b>1174</b>	<b>428</b>
Año 2	2005	Centro	1260HA69	1170LMIN	287	20
Año 5	2008	Centro	1260HA69	1230PA69	72	20
Año 11	2014	Centro	1260HA69	1170LMIN	72	20
Año 12	2015	Centro	1260HA69	1170LMIN	136	20
<b>Capacidad Transporte de Zona</b>					<b>567</b>	<b>80</b>
Año 9	2012	Sur-Centro	3310PIZA	1230PALA	287	60
Año 10	2013	Norte-Centro	2220LVEG	1230PA69	287	90
Año 14	2017	Centro-Este	1170LMIN	4010PE69	72	75
Año 15	2018	Norte-Centro	2220LVEG	1230PA69	136	90
<b>Capacidad Transporte de Zona</b>					<b>782</b>	<b>315</b>

Caso: Variables Enteras de Expansión Generación y CENS= 80 US\$/MWh						
Periodo	Año	Zona	Línea		Flujo Máximo [MW]	Distancia
			Desde	Hasta		
Año 1	2004	Norte	2610QUIN	2400CA38	287	70
Año 1	2004	Norte	2370PPL1	2220LVEG	41	80
Año 11	2014	Norte	2370PPL1	2220LVEG	287	80
Año 12	2015	Norte	2370PPL1	2220LVEG	136	80
<b>Capacidad Transporte de Zona</b>					<b>751</b>	<b>310</b>
Año 2	2005	Centro	1260HA69	1170LMIN	287	20
Año 9	2012	Centro	1260HA69	1170LMIN	136	20
Año 10	2013	Centro	1260HA69	1170LMIN	72	20
Año 14	2017	Centro	1260HA69	1230PA69	72	20
Año 15	2018	Centro	1350ITAB	1230PALA	287	27
<b>Capacidad Transporte de Zona</b>					<b>854</b>	<b>107</b>
Año 10	2013	Norte-Centro	2220LVEG	1230PA69	287	90
Año 15	2017	Norte-Centro	2130BO38	1230PALA	136	80
Año 15	2018	Norte-Centro	2220LVEG	1230PA69	72	90
<b>Capacidad Transporte de Zona</b>					<b>495</b>	<b>260</b>

## 4.3.2.2 Caso con Variables Continuas

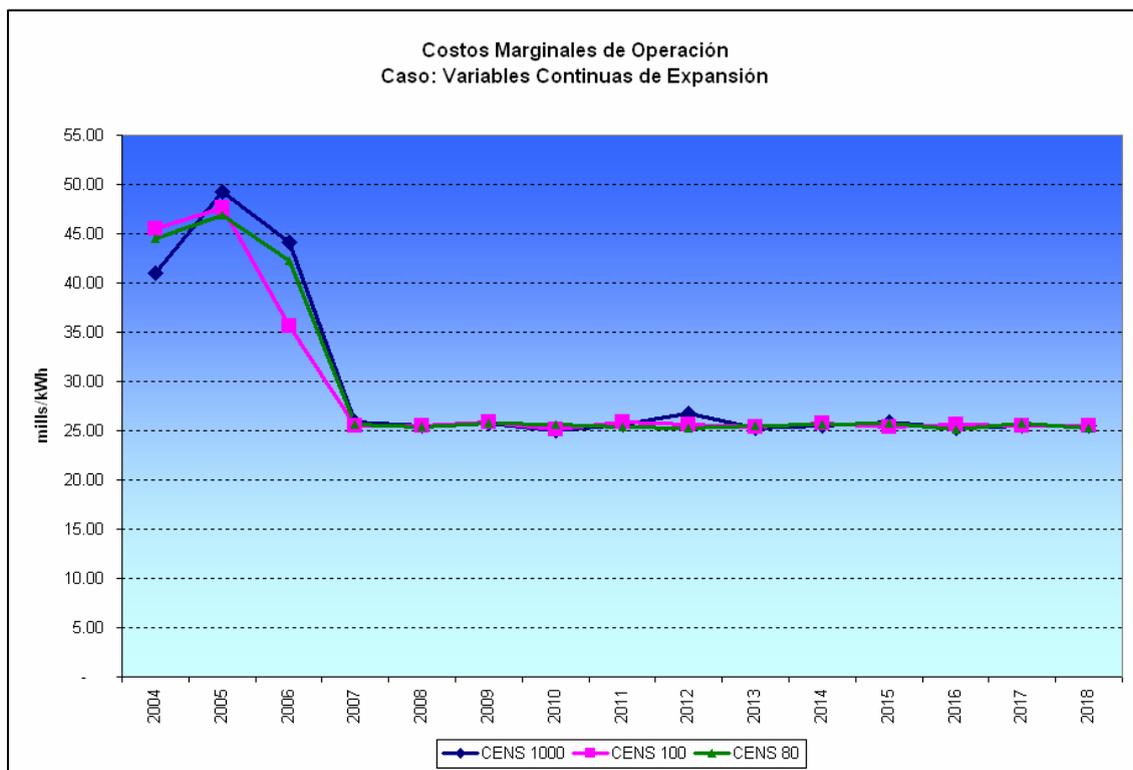
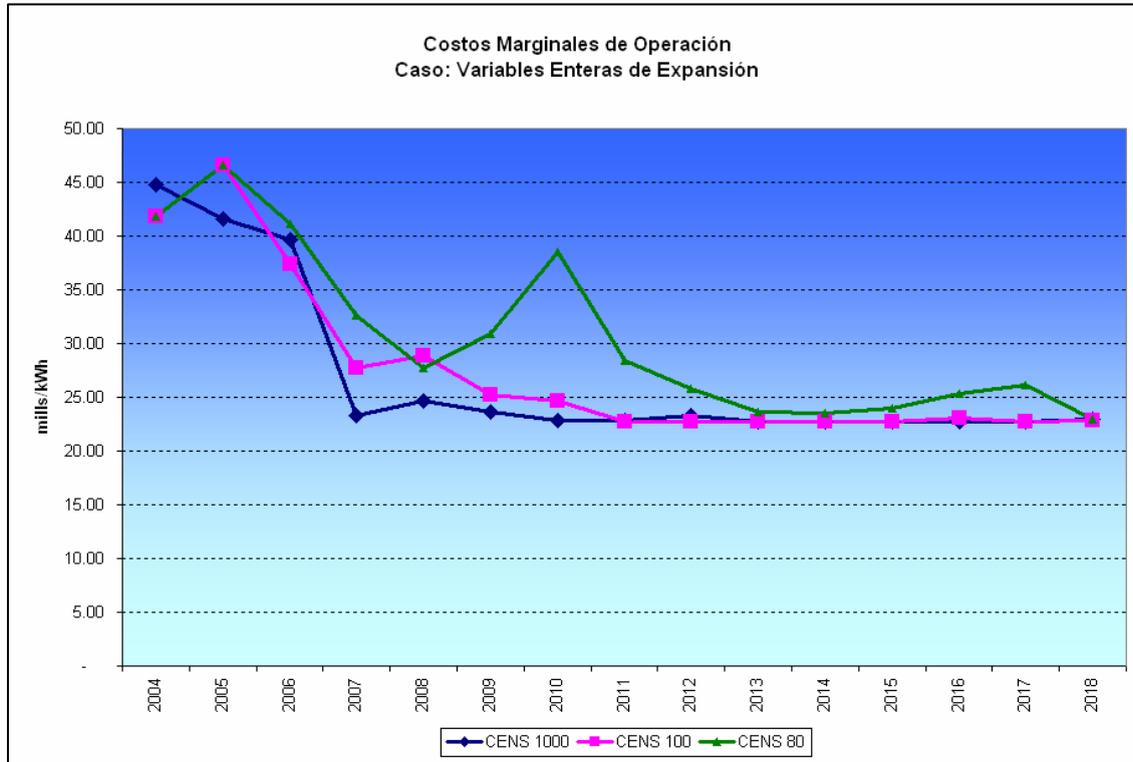
Caso: Variables Continuas de Expansión Generación y CENS= 1000 US\$/MWh						
Periodo	Año	Zona	Línea		Flujo Máximo [MW]	Distancia
			Desde	Hasta		
Año 1	2004	Norte	2370PPL1	2220LVEG	41	80
Año 1	2004	Norte	2370PPL1	2220LVEG	287	80
Año 3	2006	Norte	2370PPL1	2220LVEG	136	80
<b>Capacidad Transporte de Zona</b>					<b>464</b>	<b>240</b>
Año 9	2012	Centro	1260HA69	1170LMIN	287	20
Año 13	2016	Centro	1260HA69	1170LMIN	72	20
Año 14	2017	Centro	1260HA69	1170LMIN	136	20
<b>Capacidad Transporte de Zona</b>					<b>495</b>	<b>60</b>
Año 15	2018	Centro-Este	1170LMIN	4010PE69	287	75
Año 15	2018	Sur-Centro	3380CSJ2	1260HA69	72	80
<b>Capacidad Transporte de Zona</b>					<b>359</b>	<b>155</b>

Caso: Variables Continuas de Expansión Generación y CENS= 100 US\$/MWh						
Periodo	Año	Zona	Línea		Flujo Máximo [MW]	Distancia
			Desde	Hasta		
Año 1	2004	Norte	2370PPL1	2220LVEG	41	80
Año 15	2018	Norte	2370PPL1	2220LVEG	136	80
<b>Capacidad Transporte de Zona</b>					<b>177</b>	<b>160</b>
Año 7	2010	Centro	1260HA69	1170LMIN	72	20
Año 9	2012	Centro	1190HM38	1230PALA	287	24
Año 9	2012	Centro	1260HA69	1170LMIN	287	20
Año 13	2016	Centro	1260HA69	1170LMIN	136	20
Año 14	2017	Centro	1260HA69	1230PA69	287	20
<b>Capacidad Transporte de Zona</b>					<b>1069</b>	<b>104</b>
Año 8	2011	Norte-Centro	2220LVEG	1230PA69	72	90
Año 13	2016	Norte-Centro	2220LVEG	1230PA69	136	90
Año 14	2017	Centro-Este	1170LMIN	4010PE69	136	75
Año 15	2018	Norte-Centro	2220LVEG	1230PA69	287	90
<b>Capacidad Transporte de Zona</b>					<b>631</b>	<b>345</b>

Caso: Variables Continuas de Expansión Generación y CENS= 80 US\$/MWh						
Periodo	Año	Zona	Línea		Flujo Máximo [MW]	Distancia
			Desde	Hasta		
Año 1	2004	Norte	2370PPL1	2220LVEG	287	80
Año 1	2004	Norte	2610QUIN	2400CA38	287	70
Año 1	2004	Norte	2370PPL1	2220LVEG	41	80
Año 14	2017	Norte	2370PPL1	2220LVEG	136	80
<b>Capacidad Transporte de Zona</b>					<b>751</b>	<b>310</b>
Año 1	2004	Centro	1260HA69	1170LMIN	287	20
Año 12	2015	Centro	1260HA69	1170LMIN	72	20
Año 13	2016	Centro	1260HA69	1170LMIN	136	20
Año 15	2018	Centro	1190HM38	1230PALA	136	24
<b>Capacidad Transporte de Zona</b>					<b>631</b>	<b>84</b>
Año 10	2013	Norte-Centro	2220LVEG	1230PA69	287	90
Año 13	2016	Centro-Este	1170LMIN	4010PE69	136	75
<b>Capacidad Transporte de Zona</b>					<b>423</b>	<b>165</b>

### 4.3.3 Costos Marginales de Operación en Barra de Referencia

FIG. 1.24. COSTOS MARGINALES PROMEDIOS DE OPERACION



---

## 4.4 Conclusiones

---

Presentados los resultados y comprobado de forma práctica el adecuado funcionamiento del modelo, se pueden extraer las siguientes conclusiones acerca de la metodología utilizada y de los resultados obtenidos.

### ***4.4.1 Conclusiones Sobre Metodología***

La revisión bibliográfica realizada a los modelos de entorno tradicional permitió detectar la existencia del modelo SAPPT LT utilizado en estudios de planificación del Sistema de África del Sur. La formulación de este modelo conjuntamente con las experiencias rescatadas de la revisión de otros modelos, sentaron las bases en el desarrollo de la formulación del ExpandRD.

En cuanto a la caracterización del sistema representado en el modelo se deduce que: la selección del alcance temporal de 15 años con periodos anuales fue adecuada; asimismo la modelación de las centrales hidroeléctricas de manera determinista permitió que para la resolución del problema se consumieran menos recursos computacionales, permitiendo considerar el modelado de los mínimos técnicos de las unidades térmicas y el acoplamiento de operación de los distintos corredores de la red.

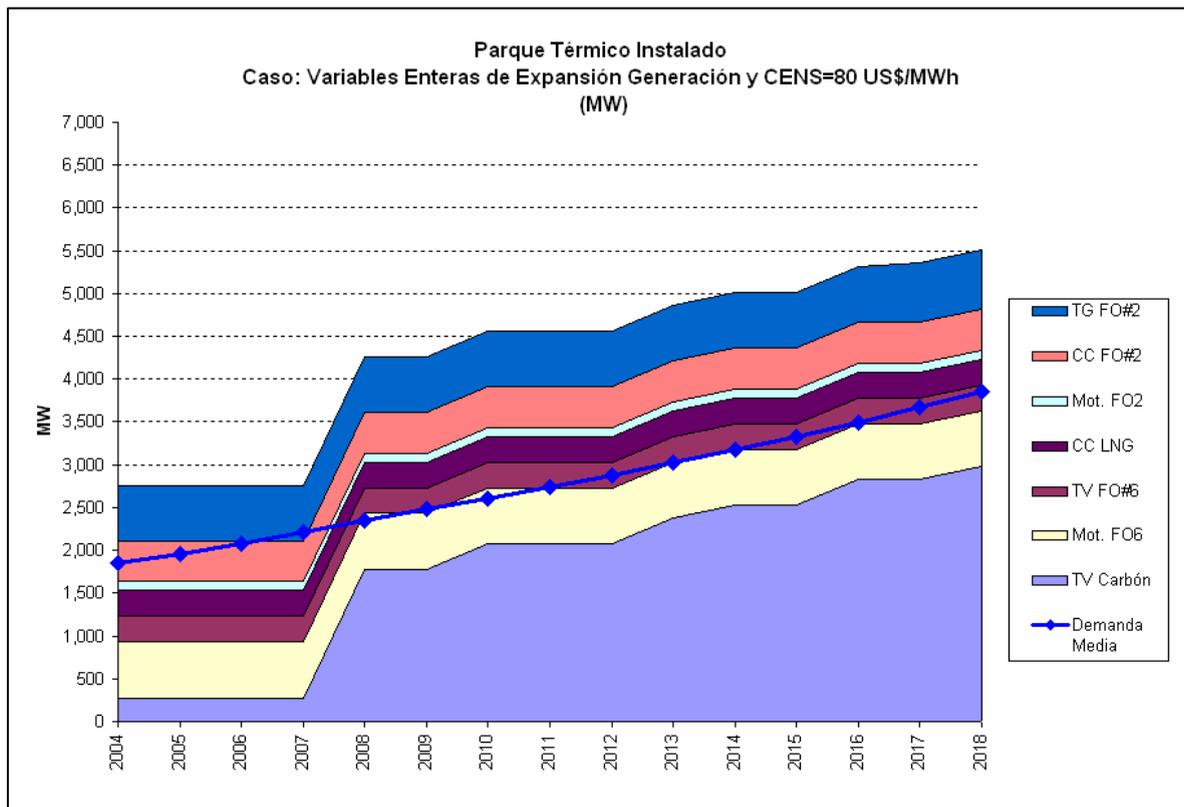
A pesar de ser una alternativa de desarrollo *“impuesta”*, dada por disponibilidad del lenguaje de modelado GAMS dentro de la empresa y la ausencia de otros, GAMS resulta adecuado para posteriores refinaciones y avances sobre el código, dimensionamiento del sistema y utilización de otros algoritmos de optimización. El desarrollo de la interfaz en Excel permite que la ejecución del modelo sea independiente de la plataforma de desarrollo GAMS para el usuario final.

### 4.4.2 Conclusiones Sobre Resultados

#### 4.4.2.1 Expansión Generación

Para suplir los incrementos de demanda anuales de manera óptima deben hacerse un significativo esfuerzo para incentivar la instalación de aproximadamente 2,250 MW en los próximos 10 años. Con este estudio se observa también el hecho eminente de un cambio tecnológico en generación hacia unidades térmica de carbón, lo que modifica el despacho desplazando las centrales menos eficientes. Los motores diesel con FO#6 definen el costo marginal de largo plazo compitiendo con la transmisión eléctrica y desplazando inversiones. Ver Fig. 1.25.

FIG. 1.25. PARQUE INSTALADO. CASO VARIABLES ENTERAS Y CENS=80 US\$/MWh.



Como producto de la entrada de nuevas unidades se observa una reducción de los costos marginales esperados del orden del 31% (32.4 mills/kWh) en promedio en el año 2010, respecto al año 2004 (46.6 mills/kWh).

#### 4.4.2.2 Expansión Red

Se deben emprender proyectos que sean capaces de evacuar la generación adicional hacia los principales centros de consumos. La zona crítica a ser estudiada es la zona norte y sus enlaces con la zona centro del sistema. En el mediano y corto plazo aparece bastante clara la necesidad de reforzar los enlaces 2610QUIN – 2400CA38, 2370PPL1 – 2220LVEG y 1260HA69 – 1170LMIN.

## BIBLIOGRAFIA

---

- [ALON91] Alonso, J.F.; Sáiz, A.; Martín, L. *PERLA: An Optimization Model for Long Term Expansion Planning of Electric Power Transmission Networks*. Red Eléctrica de España S.A., 1991.
- [BINA01] Binato, Silvio; Couto, Gerson; Lizardo, Joao. *A Greedy Randomized Adaptive Search Procedure for Transmission Expansion Planning*. IEEE Trans. on PAS. Vol. PAS-16, N. 2. 2001.
- [BLOO82] Bloom, J.A. *Long Range Generation Planning Using Decomposition and Probabilistic Simulation*. IEEE Trans. on PAS. Vol. PAS-101, N. 4. pp. 797-802. 1982.
- [BOWE01] Bowen, Brian H.; Sparrow, F.T. *SAPP, User Manual for the Long Term Model*. Purdue University-USA, 2001.
- [BROO98] Brooke, A.; Kendrick, D.; Meeraus, A. *GAMS. A User's Guide*. GAMS Development Corporation. Washington, DC. 1998.
- [CHUA01] Chiang, Angela S.; Wu, Felix; Baraya, Pravin. *A Game-Theoretic Model for Generation Expansion Planning: Problem Formulation and Numerical Comparisons*. IEEE Trans. on PAS. Vol. PAS-16, N. 4. 2001.
- [GARV70] Garver, L.L. *Transmission Network Estimation Using Linear Programming*. IEEE Trans. on PAS. Vol. PAS-89, N. 7. pp. 1688-1687. 1970.

- [KALT70] Kaltenbatch, J.C.; Peshon, J.; Gehrig, E.H. *A Mathematical Optimization Technique for the Expansion of Electrical Power Transmission Systems*. IEEE Trans. on PAS. Vol. PAS-89, N. 1. pp. 113-119. 1970.
- [LAPI02] Lapiedra, Luis; Ventosa, Mariano; Linares, Pedro. *Expansion Planning Model Considering an Emission-Based Permits Market*. Instituto de Investigación Tecnológica. Universidad Pontificia Comillas Madrid, 2002.
- [LATO94] Latorre-Bayona, Gerardo; Pérez-Arriaga, Ignacio J. *CHOPIN, A Heuristic Model for Long Term Transmission Expansion Planning*. Universidad Industrial de Santander-Colombia, 1994.
- [LATO03] Latorre-Bayona, Gerardo; Cruz, Rubén; Areiza, Jorge; Villegas, Andrés. *Classification of Publications and Models on Transmission Expansion Planning*. IEEE Trans. on PAS. Vol. PAS-18, N. 2. 2003.
- [LEVI95] Levi, V. *New Mixed-integer Methodology for Optimal Transmission Expansion Planning*. Electric Power Systems Research, Vol. 32, N. 3. pp. 227-238. 1995.
- [MASS57] Masse, P.; Gilbrat, R. *Application of Linear Programming to Investments in the Electric Power Industry*. Management Science, Vol. 3. N. 2, pp. 149-166. 1957.
- [MEJI02] Mejía Villegas S.A. *Estudio Eléctrico de Planeación*. Organismo Coordinador del Sistema Eléctrico Dominicano. Santo Domingo, 2002.
- [MONT79] Monticelli, A. *Interactive Transmission Network Planning Using a least Effort Criterion*. IEEE Trans. on PAS. Vol. PAS-101, 1979.
- [OLME01] Olmedo, Juan Carlos. *Modelo GOL*. Santiago de Chile, 2001.

- [PARK96] Park, Y.M.; Park, J.B.; Won, J.R. *A Genetic Algorithms Approach for Generation Expansion Planning Optimization*. Symposium on Power Systems on Power Plant Control, Pergamon, UK. Pp. 257-262. 1996.
- [PERE85] Pereira, M.V.F. *A Decomposition Approach to Automated Generation/Transmisión Expansion Planning*. IEEE Trans. on PAS. Vol. PAS-104, N. 11. Nov. 1985.
- [RAMO97] Ramos, Andres; Sanchez, Pedro. *Modeling Transmission Ohmic Losses in a Stochastic Bulk Production Cost Model*. Instituto de Investigación Tecnológica, Madrid 1997.
- [RAMO90] Ramos, Andrés. *Modelos de Explotación a Medio Plazo de la Generación Eléctrica. Aplicaciones para el Sistema Español*. Tesis para obtención del grado de Doctor Ingeniero Industrial. Universidad Politécnica de Madrid, 1990.
- [TEIR98] Teire, R.C.G.; Silva, E.L.; Fonseca, L.G.S. *A Cooperative Expert System for Transmission Expansion Planning of Electrical Powers Systems*. IEEE Trans. on PAS. Vol. PAS-13, N. 2. 1998.
- [URRU95] Urrutia-West, Juan Pablo. *Planificación de la Expansión de Sistemas Eléctricos Vía Descomposición de Benders*. Tesis de Grado, Pontificia Universidad Católica de Chile, 1995.
- [VENT02] Ventosa, Mariano; Rivier, Michel; Ramos, Andrés. *Electricity Market Modeling Trends*. Instituto de Investigación Tecnológica. Universidad Pontificia Comillas Madrid, 2002.
- [WEN\_97] Wen, F; Chang, C. S. *Transmission Network Optimal Planning Using The Tabu Search*. Electric Power Systems Research, N. 42. pp. 153-163. 1997.

## **ANEXOS**

---

## **Anexo A. Sector Eléctrico Dominicano**

---

### ***Ambiente Regulatorio***

En el año 1999 las actividades que conforman el sector eléctrico de la Republica Dominicana pasan a manos de empresas privadas a partir de la licitación pública internacional convocada por la Comisión de Reforma de la Empresa Pública (CREP), en virtud de lo dispuesto por la Ley No. 141-97 , que regula el proceso de capitalización de las empresas de propiedad del Estado Dominicano.

En relación con el sector eléctrico, la Ley de Reforma de la Empresa Publica autorizo la división y capitalización de las áreas de distribución-comercialización y generación, autorizando el traspaso de la administración al sector privado y manteniendo una relación 50% capital privado-50% capital estatal, mientras los socios privados administran la empresa. Se ordena la organización de la transmisión y la generación hidroeléctrica en empresas 100% estatales.

A partir del 1 de marzo del año 2000, se inició la operación del sistema eléctrico interconectado bajo la coordinación del Organismo Coordinador (OC) y en base a la programación económica de la operación del sistema, tal como lo establecen las resoluciones de la Secretaría de Estado de Industria y Comercio, despachando en orden de mérito las unidades hasta abastecer la demanda. De esta manera el Organismo Coordinador es el encargado de planificar y coordinar la operación de las centrales generadoras de electricidad y de las líneas de transmisión del sistema a fin de garantizar un abastecimiento confiable y seguro de electricidad a mínimo costo económico, promoviendo la sana competencia, transparencia y equidad en el mercado de la electricidad.

En julio del 2001 fue promulgada la Ley General de Electricidad, No. 125-01, constituyéndose en el principal estamento legal que rige lo referente a la producción, transmisión, distribución y comercialización de electricidad, así como lo relativo a las funciones de los organismos del Estado relacionados con estas materias. Las funciones esenciales del Estado son de carácter normativo, promotor, regulador y fiscalizador. Esta ley señala como instituciones del Sector Eléctrico a la Comisión Nacional de Energía y la Superintendencia de Electricidad, estas dos instituidas como estatales; y al Organismo Coordinador de carácter privado.

Corresponde a La Comisión, en general, elaborar y coordinar los proyectos de normativa legal y reglamentaria; proponer y adoptar políticas y normas; elaborar planes indicativos para el buen funcionamiento y desarrollo del sector energía, y proponerlos al Poder Ejecutivo y velar por su cumplimiento; promover las decisiones de inversión en concordancia con dichos planes y asesorar al Poder Ejecutivo en todas aquellas materias relacionadas con el sector energético.

En tal sentido, una de las consecuencias más importantes de esta reforma regulatoria es el cambio de la planificación centralizada por una *planificación meramente indicativa*. La planificación del largo plazo en generación se deja bajo régimen de libre competencia, mediante procedimientos de autorización establecidos en la legislación vigente. Así pues, surge la necesidad para los agentes del sector, de constar con herramientas de apoyo en la toma de decisiones de inversión y planificación de la operación de largo plazo que permitan garantizar la concordancia entre sus políticas de inversiones particulares y un plan de desarrollo nacional basado en principios de seguridad y mínimo costo.

### ***Caracterización del Sector***

El Sector Eléctrico Dominicano es un sector predominantemente térmico<sup>16</sup>. Actualmente la capacidad instalada asciende a 2,969 MW. La potencia efectiva en el 2001 fue de 2,427 MW y la demanda máxima abastecida de 1,596 MW, con lo cual existe un balance razonable entre

---

<sup>16</sup> El aporte hidráulico se concentra en centrales de pasada, por lo que el sistema no requiere ser modelado en forma hidrotérmica.

potencia efectiva y demanda máxima. De este total, 90.7% corresponden al aporte térmico y 9.3% al aporte hidroeléctrico.

El Sector Eléctrico Dominicano está formado por las Empresas Generadoras: Itabo 571 MW, Haina 663 MW, Unión Fenosa Generación 195 MW, Seaboard 115 MW, IPPs 943 MW y EGEHID 482 MW; las Empresas Distribuidoras: EDENORTE, EDESUR y EDEESTE; y la Empresa de Transmisión.

Las empresas generadoras, tanto las capitalizadas como los IPPs a través de la Corporación Dominicana de Electricidad, venden o compran sus excedentes o déficits de energía a través del mercado spot valorizadas a costo marginal. Conforme a lo establecido en la normativa vigente, el Organismo Coordinador es el ente responsable de calcular los costos marginales para cada hora en las subestaciones en que se realizan entregas y/o retiros de energía, sobre la base de los post-despachos reportados por el Centro de Control de Energía y de los costos variables combustibles y no combustibles informados por las empresas propietarias de las centrales termoeléctricas. Para determinar el costo marginal en todas las subestaciones, el Organismo Coordinador refiere el costo marginal de la barra de referencia (Palamara 138 kV) al resto de las barras, a través de los factores de nodo de la energía, que dan cuenta de las pérdidas marginales del sistema.

Físicamente, el Sistema de Transmisión está formado por líneas de transmisión a 138 kV y 69 kV. La red nacional de alta tensión está formada por una red troncal a 138 kV de 806 km, 201 km son de simple circuito y 605 km de doble circuito, la cual conecta la zona de Santo Domingo con la zona Norte del país, a través del enlace 138 kV Palamara-Bonao II. La zona Sur es conectada a través de los enlaces 138 kV Palamara- Valdesia y Palamara- Pizarrete. Asimismo, la zona Este es conectada a través de los enlaces 138 kV Hainamosa- Higuamo y Hainamosa- Boca Chica. El sistema de líneas de 138 kV tiene una longitud aproximada de 890 km.

Adicionalmente a la red de 138 kV, el sistema cuenta con una red de 69 kV con una longitud de 1900 km de líneas, conectadas a la red principal, mediante transformadores de enlace 138/69 kV.

Con estas líneas están interconectadas las subestaciones de distribución y sub-transmisión, en las cuales hay un promedio de 200 transformadores con alimentación a 69 kV y voltajes de distribución a 12.47 kV y 4.16 kV, totalizando una capacidad aproximada de 1800 MVA y 13 transformadores de 138/69 kV con capacidad de 1560 MVA.

## Anexo B. Modelo de Stackelberg

---

El modelo de Stackelberg o también conocido como modelo de liderazgo en la elección de cantidad, es un modelo de oligopolio que trata la competencia en dos fases. En la primera fase la empresa denominada líder decide su producción. Las empresas denominadas seguidoras pueden observar entonces el nivel de producción que ha elegido la empresa líder y elegir entonces sus niveles de producción óptimos.

Considerando el caso del duopolio, la solución se obtiene fácilmente resolviendo primero la segunda etapa. Suponiendo que la empresa 1 es la líder y la 2 es la seguidora, el problema de la Empresa 2 (seguidora) es sencillo. Dado el nivel de producción de la empresa 1, la empresa 2 intenta maximizar sus beneficios:

$$B_2 = p \cdot P_2 - C_2(P_2)$$

Cuya condición de optimalidad de primer orden es igual que la del equilibrio de Cournot.

$$\frac{\partial B_2}{\partial P_2} = p - p' P_2 - CM_2(P_2) = 0$$

De la anterior expresión se puede obtener la función de reacción de la empresa 2, es decir, el nivel óptimo de producción de la empresa 2 en función de la producción de la empresa 1 (a través del precio) decidida en la etapa anterior:

$$P_2 = f_2(P_1) = \frac{p - CM_2(P_2)}{-p'}$$

En la primera fase la empresa 1 elige su nivel de producción considerando que la empresa 2 responderá en la siguiente fase con su función de reacción. Dada la función de reacción de la empresa 2, la 1 intenta maximizar sus beneficios:

$$B_1 = p(P_1 + f_2(P_1))P_1 - C_1(P_1)$$

Cuya condición de optimalidad de primer orden es similar aunque no igual a la de Cournot:

$$\frac{\partial B_1}{\partial P_1} = p - p' P_1 \left[ 1 + \frac{\partial f_2}{\partial P_1} \right] - CM_1(P_1) = 0$$

Esta ecuación y la función de reacción de la empresa 2 son suficientes para definir el equilibrio del mercado determinando los niveles de producción y el precio.

En relación con los mercados eléctricos, la principal conclusión es que la aplicación del modelo de Stackelberg al mercado de casación de ofertas de generación es poco real, ya que la presentación de ofertas es simultánea y no consecutiva. Sin embargo, este modelo de oligopolio es perfectamente aplicable a la expansión de la capacidad de generación de las empresas. La empresa más rápida es la líder en la elección de capacidad. Esta toma su decisión sabiendo que las otras empresas se expansionaran posteriormente de forma óptima pero con la capacidad de la líder fijada. Las empresas que retrasen sus decisiones de expansión son las seguidoras. Estas toman sus decisiones de expansión optimas con la capacidad de la líder prefijada. Finalmente, la empresa líder obtiene un beneficio superior al que obtendría en el equilibrio de Cournot, mientras que la empresa seguidora obtiene un beneficio inferior al que obtendría en el modelo de Cournot.

## **Anexo C. GAMS: Referencias Básicas**

---

En este anexo se pretende recoger un resumen de los elementos básicos de funcionamiento del GAMS. Aunque para los conceptos más elementales y ampliación de los mismos aconsejamos también remitirse a la Guía de Usuario de GAMS [BROO98].

GAMS presenta la ventaja de la potencia de este lenguaje de modelización, así como la capacidad para resolver problemas lineales, enteros y no lineales, sin olvidar las posibilidades de crecimiento del mismo programa como lenguaje de modelización.

Para poder ejecutar el programa GAMS es necesario crear un fichero de datos donde se debe recoger toda la información necesaria del problema, aunque todo ello introducido en un formato particular. Las versiones actuales del GAMS incorporan un editor de Windows que facilita la escritura y resolución de los problemas.

En el fichero del modelo hay que organizar una serie de bloques que son obligatorios y otros bloques que son opcionales, tal como se resume a continuación:

1. Bloques obligatorios:

- |               |           |
|---------------|-----------|
| a. Variables  | VARIABLES |
| b. Ecuaciones | EQUATIONS |
| c. Modelo     | MODEL     |
| d. Solución   | SOLVE     |

2. Bloques operativos:

- |              |     |
|--------------|-----|
| a. Conjuntos | SET |
|--------------|-----|

b. Datos	PARAMETERS, TABLES, SCALARS
c. Visualización	DISPLAY
d. Opciones	OPTIONS

## ***Bloques Obligatorios***

### **1. Bloques de Variables [VARIABLES]**

Este bloque debe comenzar con la palabra VARIABLES. Dentro de este bloque se han de definir las variables que se van a usar en el modelo, indicando de que clase son, que tipo de restricciones presentan, si tienen o no cotas y el punto de partida.

### **2. Bloques de Ecuaciones [EQUATIONS]**

Este bloque ha de comenzar con el título EQUATIONS. En este bloque hay que declarar y definir las ecuaciones que se van a usar en el modelo. Hache las ecuaciones que se pueden definir son de dos clases: ecuaciones indexadas (dependientes de algún o algunos índices) y las ecuaciones no indexadas.

### **3. Bloques de Modelo [MODEL]**

En este grupo se han de definir las ecuaciones que componen el modelo. No es obligatorio definir todas las ecuaciones anteriormente listadas (solo se definen las que van a ser utilizadas). Este bloque tiene que comenzar con el nombre de MODEL.

### **4. Bloques de Solución [SOLVE]**

En este bloque hay que indicar que tipo de algoritmo deseamos usar para poder resolver el modelo que se ha definido previamente. A la hora de inicializar este bloque ha de aparecer la palabra SOLVE.

## ***Bloques Opcionales***

Además de estos cuatro bloques obligatorios y como ya se ha indicado con anterioridad, se pueden definir otros tres bloques de carácter opcional:

### **1. Bloques de Conjuntos [SET]**

Consiste en definir una serie de conjuntos, por lo general índices, tanto de variables como de restricciones, y asignarles unos valores a estos conjuntos.

Todos los grupos deben comenzar con el nombre del bloque: SET y a continuación definir el nombre y los elementos que lo forman. Por ejemplo:

```
SET          s      /1,2,3,4/
```

A veces, cuando hemos de introducir algunos elementos con nombres comunes se pueden introducir con un asterisco entre el primer elemento y el último. Por ejemplo:

```
SET          s      /s1*s4/
```

Con ello GAMS identifica todos los elementos desde el s1 hasta el s4, es decir, s1, s2, s3 y s4.

En determinados problemas pueden existir índices de longitud y elementos iguales, para estos casos no es necesarios definirlos dos veces. Así podemos definir solo uno, y asociar los elementos de este conjunto a otro conjunto mediante la declaración de un ALIAS. Por ejemplo:

```
SET          s      /s1*s4/
ALIAS (s,r)
```

Otros elementos que se pueden crear dentro de este grupo, son los subconjuntos SUBSETS y los conjuntos de varias dimensiones (MULTIDIMENSIONAL SETS). Estos elementos se pueden crear como combinación de conjuntos anteriores. Para mayores referencias puede consultarse la guía de usuario de GAMS.

## 2. Bloques de Datos [PARAMETERS, TABLES, SCALARS]

La introducción de los datos en los modelos es siempre una fuente de errores, y por esto es muy importante ser cuidadosos en el manejo de los datos. Así que siempre es preferible introducir los datos de la forma más cómoda y fácil posibles, así como introducirlos una sola vez.

Dentro del grupo DATA, podemos distinguir tres tipos de elementos: parámetros (PARAMETERS), tablas (TABLES) y escalares (SCALARS).

El grupo PARAMETERS suele estar asociado a los elementos de los conjuntos SET, y sirven normalmente para indicar disponibilidades o requerimientos de estos.

El grupo TABLES proporciona una forma fácil de introducir los datos del problema. Lo habitual es trabajar con tablas de dos dimensiones, ya que en el caso de una dimensión estaríamos hablando de PARAMETERS. Dentro de este grupo podemos distinguir tres tipos de tablas: tablas simples (dos dimensiones), tablas continuadas (tablas de dos dimensiones pero con ancho o largo mayor que una pantalla) y tablas de mas de dos dimensiones.

Las tablas simples, es decir, las tablas de dos dimensiones se realizan declarando el nombre de la tabla, así como los conjuntos que forman parte de ella, y a continuación escribiendo en la primera fila y la primera columna, los correspondientes elementos de las columnas y las filas correspondientes. Por ejemplo:

```
TABLE
fper(y,p)      factor de distribucion de demanda en el ano
p1
ano1           1.00
ano2           1.00
ano3           1.00
ano4           1.00
ano5           1.00
ano6           1.00
ano7           1.00
ano8           1.00
ano9           1.00
ano10          1.00
ano11          1.00
ano12          1.00
ano13          1.00
ano14          1.00
ano15          1.00
```

Las tablas continuadas son también tablas simples, pero de un mayor número de columnas o de filas para poder ser visualizadas en una pantalla. Dado que es conveniente no incorporar elementos a lo largo de todas las posiciones que permite el editor (256) sino que es preferible usar solo las primeras 80 columnas o menos. Cuando tenemos que incorporar tablas de grandes dimensiones, se pueden escribir todas las filas y las correspondientes columnas sin más que añadir el signo “+” a la izquierda de la columna de los nombres.

Las tablas de dimensiones mayores que dos se pueden escribir como en los casos anteriores, pero teniendo la precaución de asociar las identificaciones a las correspondientes filas o columnas. Por ejemplo:

TABLE						
pcomb(gtr,y ,p)		precio de combustible generadores termicos [US\$/ton]				
*ano1						
*generadores existentes		p1	p2	p3	p4	p5
ltabo1	. ano1	45	45	45	45	45
ltabo2	. ano1	45	45	45	45	45
ltaboG1	. ano1	221	221	221	221	221
ltaboG2	. ano1	221	221	221	221	221
ltaboG3	. ano1	221	221	221	221	221
Higuamo1	. ano1	221	221	221	221	221
Higuamo2	. ano1	221	221	221	221	221
Haina1	. ano1	130	130	130	130	130

### 3. Bloques de Visualización [DISPLAY]

Este bloque permite indicar la clase de salida de datos y formato que deseamos para el problema.

### 4. Bloques de Opciones [OPTIONS]

El programa GAMS permite varias opciones para poder mejorar el funcionamiento de los algoritmos, tanto no lineales como enteros. Estas opciones, excepto las propias del solver se incorporan dentro del fichero GMS inicializadas como OPTIONS. Las opciones del solver se incorporan como un fichero \*.OPT, en donde se indican las opciones propias del solver.

Las opciones del GAMS pueden afectar a varios elementos:

- Detalle del output
- Parámetros del solver
- Opciones propias del solver
- Control del input

Así por ejemplo para especificar detalles del output tenemos:

### **DECIMALS**

Significa el número de decimals que se especifican para la solución. Valor por defecto 3. Se pueden especificar la opción entre 0 y 8.

### **LIMCOL**

Proporciona en el fichero LST el listado de las variables (columns). Valor por defecto 3. Cuando no se tenga la seguridad de haber escrito bien todas las variables, se recomienda modificar su valor para visualizar todas.

### **LIMROW**

Proporciona en el fichero LST el listado de las ecuaciones (rows). Valor por defecto es 3. Cuando no se tenga la seguridad de haber escrito bien todas las ecuaciones, se recomienda modificar su valor para visualizar todas.

### **SOLPRINT**

Controla la impresión de la solución. Las opciones son ON y OFF. Por defecto ON. La opción ON imprime la solución de una columna o una fila en cada línea. La opción OFF, no imprime la solución.

Para especificar opciones de parámetros del solver, tenemos por ejemplo:

**BRATIO**

La aceptación o no de una base en los problemas lineales o no lineales, depende de esta opción. El valor por defecto de esta opción es 0.25. Los valores admisibles son los reales entre cero y uno.

El uso de una base es rechazado si el número de variables básicas es menor que (0.25=valor opción) veces el tamaño de la base. Para la opción 0, se acepta cualquier base, mientras que para la opción 1, se rechaza siempre la base.

**ITERLIM**

Establece el número máximo de iteraciones que puede realizar el GAMS, antes de detenerse. Valor por defecto 1000.

**OPTCA**

Es el criterio de optimalidad absoluta para problemas enteros. El proceso de solución se detiene cuando el criterio de solución asegura que la distancia entre la solución global y la actual es de OPTCA veces. El valor por defecto de esta opción es 0.

**OPTCR**

Es el criterio de optimalidad relativa de las soluciones enteras. El proceso de solución se detiene si se puede garantizar que la mejor solución encontrada no dista más de  $100 \cdot \text{OPTCR}$  de la solución global. El valor por defecto es 0.1.

Puede tomar valores reales entre 0 y 1. Siempre es conveniente reducir esta opción, aunque ello significa aumentar el número de iteraciones del branch and bound.

## **RESLIM**

Establece el límite máximo de recursos usados por el sistema. Superado este límite se detiene el programa. El valor por defecto de esta opción es 1000. Se puede modificar este valor, admitiendo cualquier valor real positivo.

## ***Líneas de Comentario***

En todos los ficheros que generemos siempre es conveniente introducir líneas de comentario que, si bien no forman parte del modelo y por lo tanto no van a ser compiladas, nos pueden facilitar la lectura posterior tanto del fichero de datos como el de la solución.

Las líneas de comentarios pueden ser introducidas de dos formas distintas:

- a. Comenzando cada línea con un asterisco (\*), en este caso hay que tomar en consideración que ciertos símbolos están prohibidos, como por ejemplo la letra “ñ”.
- b. Cuando hay que escribir varias líneas, para no tener que escribir cada vez un asterisco, es conveniente utilizar el comando \$ONTEXT, a continuación de el podemos escribir tantas líneas como queramos. Para indicar que han finalizado las líneas de comentarios hay que utilizar el comando \$OFFTEXT.

## ***Análisis de Solución***

Para analizar la solución se debe abrir el fichero LST (*ExpandRD.lst*). A modo general, este fichero de salida contiene varias partes:

## 1. Compilación

Es decir la transformación de las instrucciones originales en código legible por el solver.

```

Modelo Planificacion Expansion Generacion-Red Rep.Dom.
Include File Summary

      SEQ      GLOBAL TYPE      PARENT      LOCAL      FILENAME
      ---      -
      1         1 INPUT          0           0           C:\EXPANDRD\VARIAB~2\1000\EXPANDRDV1315V16.GMS
      2         422 IF EXIST      1           422          C:\EXPANDRD\VARIAB~2\1000\CASO.BAT
      3         422 INCLUDE      1           422          .C:\EXPANDRD\VARIAB~2\1000\CASO.BAT
      4         423 INCLUDE      3           1           ..C:\EXPANDRD\VARIAB~2\1000\SETS.AAA
      5         658 INCLUDE      3           2           ..C:\EXPANDRD\VARIAB~2\1000\DEMANDA.AAA
      6         753 INCLUDE      3           3           ..C:\EXPANDRD\VARIAB~2\1000\GENERA.AAA
      7         2677 INCLUDE     3           4           ..C:\EXPANDRD\VARIAB~2\1000\RED.AAA
      8         2776 INCLUDE     3           5           ..C:\EXPANDRD\VARIAB~2\1000\CASOS.AAA
      9         2804 INCLUDE     3           6           ..C:\EXPANDRD\VARIAB~2\1000\PARAM.AAA

COMPILATION TIME      =          0.031 SECONDS      0.9 Mb      WIN205-130
Modelo Planificacion Expansion Generacion-Red Rep.Dom.
Execution

---- 2923 ASSIGNMENT DANG          0.375      0.391 SECS      27.4 Mb      390150
Modelo Planificacion Expansion Generacion-Red Rep.Dom.
Model Analysis          SOLVE RED USING MIP FROM LINE 2929

---- 2929 SOLVE INIT RED          0.000      0.406 SECS      27.4 Mb
Modelo Planificacion Expansion Generacion-Red Rep.Dom.
Equation Listing       SOLVE RED USING MIP FROM LINE 2929

```

## 2. Lista de Ecuaciones

Aquí se recogen todas las ecuaciones del modelo que se han escrito. Siempre es conveniente repasarlo para detectar los posibles errores, ya que los errores de lenguaje los detecta el GAMS directamente mientras que los numéricos tienen que ser el propio usuario. Así por ejemplo, para el caso de la función objetivo, GAMS escribe todas las variables en el primer miembro de la ecuación, por eso aparecen con coeficientes negativos las variables principales del problema. El término (LHS=0) significa que el término de la izquierda toma el valor de cero. Eso es así porque al no definir un punto de partida inicial, se toma por defecto el cero.

```

EQCTOTAL =E= funcion objetivo [Miles US$]

TOTAL.. CT - 10714.2857142857*PARQUE(ano1,p1,TGAS1) - 10714.2857142857*PARQUE(ano1,p1,TGAS2) - 10714.2857142857*PARQUE(ano1,
- 10714.2857142857*PARQUE(ano1,p1,TGAS6) - 10714.2857142857*PARQUE(ano1,p1,TGAS7) - 10714.2857142857*PARQUE(ano1,p1,TGAS8)
- 10714.2857142857*PARQUE(ano1,p1,TGAS12) - 10714.2857142857*PARQUE(ano1,p1,TGAS13) - 10714.2857142857*PARQUE(ano1,p1,TGAS
- 10714.2857142857*PARQUE(ano1,p1,TGAS17) - 22321.4285714286*PARQUE(ano1,p1,CARB1) - 22321.4285714286*PARQUE(ano1,p1,CARB2)
- 22321.4285714286*PARQUE(ano1,p1,CARB6) - 22321.4285714286*PARQUE(ano1,p1,CARB7) - 22321.4285714286*PARQUE(ano1,p1,CARB8)
- 22321.4285714286*PARQUE(ano1,p1,CARB12) - 17857.1428571429*PARQUE(ano1,p1,TV1) - 17857.1428571429*PARQUE(ano1,p1,TV2) -
- 9375*PARQUE(ano1,p1,CCF1) - 9375*PARQUE(ano1,p1,CCF2) - 9375*PARQUE(ano1,p1,CCF3) - 9375*PARQUE(ano1,p1,CCF4) - 9375*PAR
- 9375*PARQUE(ano1,p1,CCF9) - 9375*PARQUE(ano1,p1,CCF10) - 9375*PARQUE(ano1,p1,CCF11) - 9375*PARQUE(ano1,p1,CCF12) - 9375*
- 12053.5714285714*PARQUE(ano1,p1,CCLNG3) - 12053.5714285714*PARQUE(ano1,p1,CCLNG4) - 9566.32653061224*PARQUE(ano2,p1,TGAS
- 9566.32653061224*PARQUE(ano2,p1,TGAS5) - 9566.32653061224*PARQUE(ano2,p1,TGAS6) - 9566.32653061224*PARQUE(ano2,p1,TGAS7)
- 9566.32653061224*PARQUE(ano2,p1,TGAS11) - 9566.32653061224*PARQUE(ano2,p1,TGAS12) - 9566.32653061224*PARQUE(ano2,p1,TGAS
- 9566.32653061224*PARQUE(ano2,p1,TGAS16) - 9566.32653061224*PARQUE(ano2,p1,TGAS17) - 19929.8469387755*PARQUE(ano2,p1,CARB
- 19929.8469387755*PARQUE(ano2,p1,CARB5) - 19929.8469387755*PARQUE(ano2,p1,CARB6) - 19929.8469387755*PARQUE(ano2,p1,CARB7)

```

### 3. Lista de Variables y Coeficientes

Aquí aparecen relacionadas todas las variables y los coeficientes que incorporan en cada ecuación. Así por ejemplo, para las variables CT y ANG, tenemos

```

---- CT  costo total abastecimiento (inversion y operacion)[Miles U$]

CT
      1      (.LO, .L, .UP = -INF, 0, +INF)
            EQCTOTAL

---- ANG  angulo de tension por nodo [radianes]

ANG(s1,ano1,p1,punta,1350ITAB)
      -1      (.LO, .L, .UP = -2, 0, 2)
            EQDANGLE(s1,ano1,p1,punta,1350ITAB,1230PALA,c1)
      -1      EQDANGLE(s1,ano1,p1,punta,1350ITAB,1230PALA,c2)
      -1      EQDANGLE(s1,ano1,p1,punta,1350ITAB,1260HA69,c1)
      -1      EQDANGLF(s1,ano1,p1,punta,1350ITAB,1230PALA,c3)
      -1      EQDANGLF(s1,ano1,p1,punta,1350ITAB,1230PALA,c4)

```

Podemos observar que la variable ANG, tiene una cota inferior (LO) de -2, el punto de partida (L) es 0, y la cota superior (UP) es 2.

Se puede observar que esta variable tiene un coeficiente de -1 en la función EQDANGLE. Si analizamos las restantes ecuaciones, vemos que el valor asociado al nombre de cada restricción se corresponde con el coeficiente de la variable ANG en cada ecuación.

### 4. Estadísticas del modelo

Nos señalan el número de variables y ecuaciones que contiene el modelo.

```

MODEL STATISTICS
BLOCKS OF EQUATIONS      37      SINGLE EQUATIONS      152312
BLOCKS OF VARIABLES      18      SINGLE VARIABLES      86031
NON ZERO ELEMENTS      369503      DISCRETE VARIABLES      18510

GENERATION TIME      =      5.828 SECONDS      49.4 Mb      WIN205-130

EXECUTION TIME      =      6.234 SECONDS      49.4 Mb      WIN205-130
---- 2929 GAMS FINI      3.860      10.094 SECS      49.4 Mb
Modelo Planificacion Expansion Generacion-Red Rep.Dom.

```

## 5. Resumen de la Solución

En este apartado podemos distinguir dos partes diferenciadas:

- Referida al proceso de solución
- Referida al valor de las variables y al comportamiento de las ecuaciones

```

      SOLVE      SUMMARY
MODEL  RED      OBJECTIVE CT
TYPE   MIP      DIRECTION MINIMIZE
SOLVER CPLEX    FROM LINE 2929
**** SOLVER STATUS      1 NORMAL COMPLETION
**** MODEL STATUS      8 INTEGER SOLUTION
**** OBJECTIVE VALUE    3118800.6554

RESOURCE USAGE, LIMIT    27285.654    172000.000
ITERATION COUNT, LIMIT   772913      5000000

GAMS/Cplex   Jan 31, 2002 WIN.CP.CP 20.5 021.022.039.VIS For Cplex 7.5
Cplex 7.5.0, GAMS Link 21
Licensed for 5 uses of lp, mip and barrier.

Unable to open options file: C:\EXPANDRD\VARIAB~2\1000\CPLEX.OPT.
Unable to process options file.
Solution satisfies tolerances.

MIP solution:      3118800.655413    (767145 iterations, 1658 nodes)
Final LP:          3118800.655413    (5768 iterations)

Best integer solution possible:      3035254.262165
Absolute gap:      83546.393247
Relative gap:      0.026788

```

En el cuadro anterior se señala que el modelo es LINEAL ENTERO MIXTO (MIP) y queremos minimizar la función objetivo (CT) y el solver que se usa es CPLEX. También nos indica que se ha encontrado una solución entera, y con un valor de 3118800.65543, y para ello se han realizado 772,913 iteraciones de las 5,000,000 posibles.

## 6. Informe Resumen

Todas las instrucciones que tengan cuatro asteriscos (\*\*\*\*) son muy importantes. En este caso, no hay soluciones no óptimas, ni infactibilidades, ni no acotadas, es decir, la solución es normal y optima.

```

**** REPORT SUMMARY :      0      NONOPT
                        0      INFEASIBLE
                        0      UNBOUNDED

```

## 7. Resumen de origen y final de los ficheros

Aquí muestra el nombre de los ficheros de entrada y salida, así como su localización.

```
**** REPORT FILE SUMMARY  
CONTROL C:\EXPANDRD\VARIAB~2\1000\CONTROL.LST  
DESPACHO C:\EXPANDRD\VARIAB~2\1000\R_DESPACHO.TXT  
CMG C:\EXPANDRD\VARIAB~2\1000\R_CMG.TXT  
EXPANSION C:\EXPANDRD\VARIAB~2\1000\R_EXPANSION.TXT  
FLUJOS C:\EXPANDRD\VARIAB~2\1000\R_FLUJOS.TXT  
COSTO C:\EXPANDRD\VARIAB~2\1000\R_COSTO.TXT
```

## Anexo D. Parque de Generación Existente –Sistema Dominicano

	Combustible	Tipo	Potencia Dic-2000 (MW)	Potencia Dic-2001 (MW)	Potencia Dic-2002 (MW)	Potencia Dic-2003 (MW)
<b>Empresa ITABO S.A.</b>						
Itabo I	Carbón/FO#6	TV	128.0	128.0	128.0	128.0
Itabo II	Carbón/FO#6	TV	132.0	132.0	132.0	132.0
Santo Domingo 5	FO#6	TV	12.6	12.6	-	-
Santo Domingo 8	FO#6	TV	26.5	26.5	-	-
Itabo Gas I	FO#2	TG	34.5	34.5	34.5	34.5
Itabo Gas II	FO#2	TG	34.5	34.5	34.5	34.5
Itabo Gas III	FO#2	TG	34.5	34.5	34.5	34.5
Higuamo I	FO#2	TG	34.5	34.5	34.5	34.5
Higuamo II	FO#2	TG	34.5	34.5	34.5	34.5
Los Mina I	FO#2	TG	34.4	34.4	-	-
Los Mina II	FO#2	TG	34.4	34.4	-	-
Timbeque I	FO#2	TG	22.8	22.8	-	-
Timbeque II	FO#2	TG	22.8	22.8	-	-
<b>Sub-Total</b>			<b>586.0</b>	<b>586.0</b>	<b>432.5</b>	<b>432.5</b>
<b>Empresa HAINA S.A.</b>						
Barahona Vapor	Carbón	TV	-	53.6	53.7	53.7
Sultana del Este	FO#6	Motores	-	153.0	154.7	154.7
Haina 1	FO#6	TV	54.0	54.0	54.0	54.0
Haina 2	FO#6	TV	54.0	54.0	54.0	54.0
Haina 4	FO#6	TV	84.9	84.9	84.9	84.9
Mitsubishi	FO#6	TV	33.0	33.0	33.0	33.0
Puerto Plata I	FO#6	TV	27.6	27.6	27.6	27.6
Puerto Plata II	FO#6	TV	39.0	39.0	39.0	39.0
Barahona TG	FO#2	TG	32.1	32.1	32.1	32.1
Haina TG	FO#2	TG	100.0	100.0	100.0	100.0
San Pedro TG	FO#2	TG	32.1	32.1	32.1	32.1
<b>Sub-Total</b>			<b>456.7</b>	<b>663.3</b>	<b>665.1</b>	<b>665.1</b>
<b>Unión Fenosa Palamara-La Vega</b>						
Palamara	FO#6	Motores	107.0	107.0	107.0	107.0
La Vega	FO#6	Motores	87.5	87.5	87.5	87.5
<b>Sub-Total</b>			<b>194.5</b>	<b>194.5</b>	<b>194.5</b>	<b>194.5</b>
<b>Compañía Eléctrica de Puerto Plata (CEPP)</b>						
CEPP 1	FO#6	Motores	18.8	18.8	18.8	18.8
CEPP 2	FO#6	Motores	58.1	58.1	58.1	58.1
<b>Sub-Total</b>			<b>76.9</b>	<b>76.9</b>	<b>76.9</b>	<b>76.9</b>
<b>Transcontinental Capital Corporation (Seaboard)</b>						
Estrella del Norte	FO#6	Motores	43.0	43.0	43.0	43.0
Estrella del Mar	FO#6	Motores	72.0	72.0	72.0	72.0
<b>Sub-Total</b>			<b>115.0</b>	<b>115.0</b>	<b>115.0</b>	<b>115.0</b>

	Combustible	Tipo	Potencia Dic-2000 (MW)	Potencia Dic-2001 (MW)	Potencia Dic-2002 (MW)	Potencia Dic-2003 (MW)
<b>AES Dominicana</b>						
Andres	LNG	CC				304.0
Los Mina V (DPP)	LNG	TG				118.0
Los Mina VI (DPP)	LNG	TG				118.0
<b>Sub-Total</b>			-	-	-	<b>540.0</b>
<b>Monterrio S.A.</b>						
Monterrio	FO#6	Motores				100.0
<b>Sub-Total</b>			-	-	-	<b>100.0</b>
<b>Productores Privados Independientes (IPPs)</b>						
Los Mina V (DPP)	LNG	TG	118.0	118.0	118.0	-
Los Mina VI (DPP)	LNG	TG	118.0	118.0	118.0	-
CESPM 1	FO#2	CC	-	100.0	100.0	100.0
CESPM 2	FO#2	CC	-	100.0	100.0	100.0
CESPM 3	FO#2	CC	-	-	100.0	100.0
Smith Enron	FO#2/FO#6	CC	175.0	175.0	185.0	185.0
Montecristi	FO#2	Motores	8.0	8.0	12.0	12.0
A. Barril	FO#2	Motores	6.3	6.3	6.3	6.3
La Isabela	FO#2	Motores	1.5	1.5	1.5	1.5
Dajabón	FO#2	Motores	3.8	3.8	3.8	3.8
Diesel Pimentel	FO#2	Motores	55.0	55.0	55.0	55.0
Oviedo	FO#2	Motores	0.8	0.8	0.8	0.8
S. Grande de Boya	FO#2	Motores	1.5	1.5	1.5	1.5
Yamasá	FO#2	Motores	3.0	3.0	3.0	3.0
Maxon	FO#2	Motores	30.0	30.0	30.0	30.0
Metaldom	FO#6	Motores	42.0	42.0	42.0	42.0
Manzanillo III	FO#6	Motores	-	-	1.7	1.7
Cayman	FO#6	Motores	50.0	-	-	-
Victoria I	FO#6	TG	103.5	103.5	103.5	103.5
<b>Sub-Total</b>			<b>716.4</b>	<b>866.4</b>	<b>982.1</b>	<b>746.1</b>
<b>CDE-HIDRO</b>						
Tavera 1	Agua	Hidro	50.0	50.0	50.0	50.0
Tavera 2	Agua	Hidro	50.0	50.0	50.0	50.0
Angostura	Agua	Hidro	23.0	23.0	23.0	23.0
Rincon	Agua	Hidro	12.6	12.6	12.6	12.6
Jimenoa	Agua	Hidro	10.5	10.5	10.5	10.5
Hatillo	Agua	Hidro	9.6	9.6	9.6	9.6
Rio Blanco I	Agua	Hidro	15.0	15.0	15.0	15.0
Rio Blanco II	Agua	Hidro	15.0	15.0	15.0	15.0
Monción I	Agua	Hidro	1.8	1.8	31.7	31.7
Monción II	Agua	Hidro	1.8	1.8	31.7	31.7
Jigüey I	Agua	Hidro	61.3	61.3	61.3	61.3
Jigüey II	Agua	Hidro	61.3	61.3	61.3	61.3
Aguacate I	Agua	Hidro	32.5	32.5	32.5	32.5
Aguacate II	Agua	Hidro	32.5	32.5	32.5	32.5
Valdesia I	Agua	Hidro	30.0	30.0	30.0	30.0
Valdesia II	Agua	Hidro	30.0	30.0	30.0	30.0
Sabana Yegua	Agua	Hidro	16.0	16.0	16.0	16.0
Las Damas	Agua	Hidro	8.3	8.3	8.3	8.3
Sabaneta	Agua	Hidro	8.0	8.0	8.0	8.0
Nizao Najayo	Agua	Hidro	0.4	0.4	0.4	0.4
Baiguaque 1	Agua	Hidro	0.6	0.6	0.6	0.6
Baiguaque 2	Agua	Hidro	0.6	0.6	0.6	0.6
Salto de Constanza	Agua	Hidro	0.7	0.7	0.7	0.7
Los Anones	Agua	Hidro	0.1	0.1	0.1	0.1
Los Toros I	Agua	Hidro	-	5.3	5.3	5.3
Los Toros II	Agua	Hidro	-	5.3	5.3	5.3
<b>Sub-Total</b>			<b>471.6</b>	<b>482.0</b>	<b>542.0</b>	<b>542.0</b>
<b>Total Sistema</b>			<b>2,617.1</b>	<b>2,984.1</b>	<b>3,008.1</b>	<b>3,412.1</b>

## Anexo E. Características Técnicas del Parque Existente

Unidad	ID Unidad	Potencia		Cesp. kg/kWh	Cvnc US/MWh	Tsfo (0-1)
		Neta Máx. MW	Neta Min. MW			
<b>Empresa Itabo S.A.</b>						
Itabo1	Itabo1	115.0	70.0	0.414	2.0	0.0500
Itabo2	Itabo2	115.0	70.0	0.414	2.0	0.0500
Itabo Gas I	ItaboG1	34.0	28.0	0.295	1.0	0.0333
Itabo Gas II	ItaboG2	34.0	28.0	0.295	1.0	0.0333
Itabo Gas III	ItaboG3	34.0	28.0	0.295	1.0	0.0333
Higuamo II	Higuamo1	34.0	28.0	0.295	1.0	0.0333
Higuamo II	Higuamo2	34.0	28.0	0.295	1.0	0.0333
<b>Sub-Total</b>		<b>400.0</b>	<b>280.0</b>			
<b>Empresa Haina S.A.</b>						
Barahona Vapor	BarahVap	45.6	31.0	0.518	2.0	0.1000
Sultana del Este	SultanaE	141.0	80.0	0.240	2.0	0.0333
Haina 1	Haina1	49.2	32.0	0.290	2.0	0.0720
Haina 2	Haina2	50.0	32.0	0.288	2.0	0.0720
Haina 4	Haina4	72.0	48.0	0.267	2.0	0.0720
Mitsubishi	Mitsubishi	33.0	22.0	0.289	2.0	0.0720
Puerto Plata I	PPlata1	25.0	16.0	0.288	2.0	0.0720
Puerto Plata II	PPlata2	39.0	20.0	0.279	2.0	0.0720
Barahona TG	BarahTG	26.0	22.0	0.409	1.0	0.0333
Haina Tg	HainaTG	100.0	60.0	0.269	1.0	0.0333
San Pedro TG	SPedroTG	27.0	16.0	0.415	1.0	0.0333
<b>Sub-Total</b>		<b>607.8</b>	<b>379.0</b>			
<b>Unión Fenosa Palamara-La Vega</b>						
Palamara	Palamara	107.0	36.0	0.215	2.0	0.0333
La Vega	lavega	87.0	50.0	0.216	2.0	0.0333
<b>Sub-Total</b>		<b>194.0</b>	<b>86.0</b>			
<b>Compañía Eléctrica de Puerto Plata (CEPP)</b>						
CEPP 1	CEPP1	16.5	11.0	0.241	2.0	0.0550
CEPP 2	CEPP2	50.0	25.0	0.232	2.0	0.0550
<b>Sub-Total</b>		<b>66.5</b>	<b>36.0</b>			
<b>Transcontinental Capital Corporation (Seaboard)</b>						
Estrella del Norte	EdelNorte	40.0	20.0	0.230	2.0	0.0550
Estrella del Mar	Edelmar	70.0	36.0	0.213	2.0	0.0800
<b>Sub-Total</b>		<b>110.0</b>	<b>56.0</b>			

Unidad	ID Unidad	Potencia		Cesp. kg/kWh	Cvnc US/MWh	Tsfo (0-1)
		Neta Máx. MW	Neta Min. MW			
<b>AES Dominicana</b>						
Andres	AES300	300.0	150.0	0.184	1.5	0.0333
Los Mina V (DPP)	Mina5	118.0	60.0	0.300	1.5	0.2500
Los Mina VI (DPP)	Mina6	118.0	60.0	0.300	1.5	0.2500
<b>Sub-Total</b>		<b>536.0</b>	<b>270.0</b>			
<b>Monterrio S.A.</b>						
Monterrio	Monterrio	100.0	73.0	0.235	1.0	0.0333
<b>Sub-Total</b>		<b>100.0</b>	<b>73.0</b>			
<b>Productores Privados Independientes (IPPs)</b>						
CESPM 1	Cogentrix1	100.0	80.0	0.200	1.5	0.0333
CESPM 2	Cogentrix2	100.0	80.0	0.200	1.5	0.0333
CESPM 3	Cogentrix3	100.0	80.0	0.200	1.5	0.0333
Smith Enron	Enron	175.0	130.0	0.243	1.5	0.0333
Montecristi	Montecristi	8.0		0.258	1.0	0.0550
A. Barril	ABarril	6.0		0.258	1.0	0.0550
La Isabela	Isabela	1.5	0.5	0.275	1.0	0.0550
Dajabón	Dajabon	3.5	1.8	0.275	1.0	0.0550
Diesel Pimentel	DPimentel	51.0	2.5	0.295	1.0	0.0550
Oviedo	Oviedo	0.8		0.275	1.0	0.0550
S. Grande de Boya	SabGBoya	1.5	1.0	0.275	1.0	0.0550
Yamasá	Yamasa	3.0	2.3	0.275	1.0	0.0550
Maxon	Maxon	30.0	5.0	0.233	1.0	0.0550
Metaldom	Metaldom	42.0	20.0	0.226	2.0	0.0550
Victoria 1	Victoria1	90.8	60.0	0.302	1.0	0.2500
Falcombridge	Falcom	30.0	0.0	0.305	2.0	0.0720
Sabana de la Mar	SabMar	3.0		0.250	1.0	0.0550
<b>Sub-Total</b>		<b>746.1</b>	<b>463.1</b>			
<b>CDE-Hidro</b>						
Tavera 1	Taveras1	8.5				
Tavera 2	Taveras2	9.3				
Angostura	Angostura	9.2				
Rincon	Rincon	2.8				
Jimenoa	Jimenoa	5.2				
Hatillo	Hatillo	6.2				
Rio Blanco	RioBlanco	8.4				
Monción	Moncion	12.2				
Jigüey	Jigüey	18.4				
Aguacate	Aguacate	17.6				
Valdesia 1	Valdesia1	4.7				
Valdesia 2	Valdesia2	4.5				
Sabana Yegua	SYegua	7.1				
Las Damas	Damas	2.7				
Sabaneta	Sabaneta	2.6				
Salto de Constanza	Salto	6				
Los Toros	Toros	5.7				
<b>Sub-Total</b>		<b>131.1</b>				
<b>Total Sistema</b>		<b>2891.5</b>	<b>1643.1</b>			

## Anexo F. Código del Modelo en GAMS

---

\$title Modelo Planificacion Expansion Generacion-Red Rep.Dom.

\$ontext

Preparado por: Julio Enrique Diaz Cohen

Email: DonJuly@hotmail.com

Tel.: (1809) 565.5066

(1809) 697-5066

Trabajo: Trabajo de Tesis

Master en Gestion Tecnica y Economica del Sector Electrico

Universidad Pontificia Comillas de Madrid

Instituto de Postgrado y Formacion Continua

Director: Mauricio Caamano, Empresa Generadora de Electricidad ITABO  
S.A.

Santo Domingo, Republica Dominicana

Tutor: Andres Ramos, Instituto de Investigacion Tecnologica  
Madrid, Espana

Fecha: 03 de diciembre del 2003

Version: 16va. DATOS BASE DE RED

\$offtext

\*seleccion de optimizador

OPTION LIMROW=3, LIMCOL=6, PROFILE=1, MIP=CPLEX, PROFILE=1, PROFILETOL=0.1,  
ITERLIM=5000000, RESLIM=172000, OPTCR=0.1;

SETS

s escenarios de demanda

y anos

p periodos

b bloques

atr\_mod atributos del modelo /status,opcveg,opcmod,opcred/

casos casos del modelo /caso1\*caso9/

atr\_g atributos generadores

/pmax,pmin,cesp,cvnc,tsfo,yent,pent,cinv,status,pmaxi/

atr\_ln atributos de las lineas

/flmax,r,x,long,cinv,status,tipo/

c circuito de lineas /c1\*c5/

std sentido /pos,neg/

nd nodos

nr(nd) nodo de referencia

gtr generadores termicos

gtrr(gtr) generadores termicos

ghd generadores hidraulicos

ndgtr(nd,gtr) localizacion de generadores termicos  
 ndghd(nd,ghd) localizacion de generadores hidraulicos  
 gctr(gtr) generadores futuros termicos  
 getr(gtr) generadores existentes termicos  
 gehd(ghd) generadores existentes hidraulicos  
 lne(nd,nd,c) lineas existentes del sistema  
 lnre(nd,nd,c) lineas refuerzo de la existente  
 lnf(nd,nd,c) lineas futuras del sistema  
 sy pb(s,y,p,b) escenarios ano periodos bloques  
 yp(y,p) ano periodos

#### PARAMETERS

prob(s) probabilidad escenarios de demanda [0-1]  
 prdtr(y) coeficiente de perdidas de transporte (pu)  
 dem(s,y) demanda energia estocastica por ano [GWh]  
 fdnd(nd,y) factor de distribucion de la demanda por nodos [0-1]  
 dur\_blq(p,b) duracion bloques de demanda [h]  
 fper(y,p) factor de distribucion de demanda en el ano  
 fblq(p,b) factor de distribucion de bloques de acuerdo a potencia media

dgtr(gtr,atr\_g) datos generadores termicos  
 pcomb(gtr,y,p) precio de combustible generadores termicos [US\$-ton]  
 dghd(ghd,atr\_g) datos de los generadores hidraulicos

dl n(nd,nd,c,atr\_ln) datos de lineas

dem\_blq(s,y,p,b) demanda de potencia por bloque [GW]  
 dur\_p(p) duracion del periodo [h]  
 PDHD(y,p,ghd) produccion hidraulica [GW]  
 CVP(y,p,gtr) costo variable de produccion [US\$-MWh]  
 CVPMIN costo variable de produccion minimo en cada yp [US\$-MWh]  
 CMGREF(s,y,p,b) costo marginal de corto plazo [US\$-MWh]  
 CMGREFND(s,y,p,b,nd) costo marginal de corto plazo por nodo [US\$-MWh]  
 CMGRF(y,p) costo marginal de corto plazo esperado [US\$-MWh]  
 opcveg opcion variables enteras expansion generacion  
 (continuas=0 enteras=1)  
 opcmod opcion modelo (red=0 nodo unico=1)  
 opcred opcion modelado red (dc=0 tranp=1 hib1=2 hib2=3)

ORDN(gtr) orden de los generadores termicos en cada sy pb  
 ORDENT(gtr) orden inicial de los generadores termicos en cada sy pb

SCIGF sumatoria de costo de inversion generadores futuros [Miles US\$]  
 SCILRE sumatoria de costo de inversion refuerzos lineas existentes  
 [Miles US\$]  
 SCILF sumatoria de costo de inversion lineas futuras [Miles US\$]  
 SCOGE sumatoria de costo de operacion generadores existentes  
 [Miles US\$]  
 SCOGF sumatoria de costo de operacion generadores futuros [Miles US\$]  
 SCENS sumatoria de costo de energia no suministrada [Miles US\$]  
 SCRVA sumatoria de costo de reservas del sistema [Miles US\$]

ALIAS(nd,ni,nf);

#### SCALARS

dbase base del dinero [Miles US\$] /1e3/  
 limPpto limite de presupuesto [Miles US\$] /2e15/  
 cens costo energia no suministrada[US\$-MWh] /1000/  
 msln margen de seguridad de las lineas (pu) /0/

tdesc	tasa de descuento (pu)	/0.12/
mrva	margen de reserva del sistema (pu)	/0/
mrvar	margen de reserva rodante (pu)	/0/
crva	costo asociado al margen de potencia en cada bloque [US\$-MWh]	/1000/
VARIABLES		
CT	costo total abastecimiento (inversion y operacion)	[Miles U\$]
ANG(s,y,p,b,nd)	angulo de tension por nodo [radianes]	
FJO(s,y,p,b,nd,nd,c)	flujo por linea por circuito [GW]	
PARQUE(y,p,gtr)	parque instalado disponible en cada periodo [GW]	
CTIGTF(y,p,gtr)	costo total de inversion en generadores futuros	[Miles U\$]
CTILF(y,nd,nd,c)	costo total de inversion en lineas futuras	[Miles U\$]
POSITIVE VARIABLES		
NGTFI(y,p,gtr)	variable continua de generadores futuros a instalar	
PIGTF(y,p,gtr)	potencia termica a instalar [GW]	
PDGT(s,y,p,b,gtr)	potencia termica producida [GW]	
PNST(s,y,p,b)	potencia no suministrada total [GW]	
PNS(s,y,p,b,nd)	potencia no suministrada [GW]	
AUXGTF(s,y,p,b,gtr)	variable auxiliar para modelar acoplamientos de produccion e inversion generadores futuros [GW]	
AUXLP(s,y,p,b,nd,nd,c)	variable auxiliar para modelar acoplamientos de operacion de refuerzos y lineas futuras [rad]	
AUXLN(s,y,p,b,nd,nd,c)	variable auxiliar para modelar acoplamientos de operacion de refuerzos y lineas futuras [rad]	
DRVA(s,y,p,b)	defecto del margen de potencia en cada bloque del sistema [GW]	
DANG(s,y,p,b,nd,nd,c,std)	diferencia de angulos de tension [rad]	
BINARY VARIABLES		
ACPDGT(s,y,p,b,gtr)	acoplamiento produccion generacion termica existente y futura(0-1)	
ACOLF(s,y,p,b,nd,nd,c)	decision de acoplamiento operacion de refuerzo o linea futura	
ACILF(y,nd,nd,c)	decision de instalacion de refuerzo linea existente o linea futura	
INTEGER VARIABLES		
NEGTFI(y,p,gtr)	variable discreta de generadores futuros a instalar	
EQUATIONS		
EQCTOTAL	funcion objetivo [Miles US\$]	
EQPPTO	limite de presupuesto [Miles US\$]	
EQBCESIS(s,y,p,b)	balance del sistema [GW]	
EQBCEFJO(s,y,p,b,nd)	balance en cada nodo 1ra.Ley Kirchhoff [GW]	
EQDANGLE(s,y,p,b,nd,nd,c)	diferencias angulares de tension entre lineas existentes y refuerzos [rad]	
EQDANGLF(s,y,p,b,nd,nd,c)	diferencias angulares de tension entre lineas futuras [rad]	
EQFJOLE(s,y,p,b,nd,nd,c)	flujo por las lineas existentes [GW]	
EQFJOLF(s,y,p,b,nd,nd,c)	flujo por las lineas futuras por circuito [GW]	

EQFJOP(s,y,p,b,nd,nd,c)	restriccion de flujo positivo por lineas por circuito
EQFJON(s,y,p,b,nd,nd,c)	restriccion de flujo negativo por lineas por circuito
EQPIGTF(y,p,gtr)	potencia termica a instalar [GW]
EQVEGTF(y,p,gtr)	opcion variable discreta de generadores futuros a instalar
EQACPDGTE(s,y,p,b,gtr)	acoplamiento produccion generacion termica existente (0-1)
EQACPDGTF(s,y,p,b,gtr)	acoplamiento produccion generacion termica futura (0-1)
EQPDGTFMX(s,y,p,b,gtr)	restriccion de produccion maxima gen. futuros [GW]
EQPDGTFMN(s,y,p,b,gtr)	restriccion de produccion minima gen. futuros [GW]
EQPDGTEMX(s,y,p,b,gtr)	restriccion de produccion maxima gen. existentes [GW]
EQPDGTEMN(s,y,p,b,gtr)	restriccion de produccion minima gen. existentes [GW]
EQAUXGTF1(s,y,p,b,gtr)	restriccion aux. modelado producto variables binarias generadores futuros
EQAUXGTF2(s,y,p,b,gtr)	restriccion aux. modelado producto variables binarias generadores futuros
EQAUXGTF3(s,y,p,b,gtr)	restriccion aux. modelado producto variables binarias generadores futuros
EQAUXGTF4(s,y,p,b,gtr)	restriccion aux. modelado producto variables binarias generadores futuros
EQAUXLP5(s,y,p,b,nd,nd,c)	restriccion aux. modelado producto variables binarias lineas futuras
EQAUXLP6(s,y,p,b,nd,nd,c)	restriccion aux. modelado producto variables binarias lineas futuras
EQAUXLP7(s,y,p,b,nd,nd,c)	restriccion aux. modelado producto variables binarias lineas futuras
EQAUXLP8(s,y,p,b,nd,nd,c)	restriccion aux. modelado producto variables binarias lineas futuras
EQAUXLN9(s,y,p,b,nd,nd,c)	restriccion aux. modelado producto variables binarias lineas futuras
EQAUXLN10(s,y,p,b,nd,nd,c)	restriccion aux. modelado producto variables binarias lineas futuras
EQAUXLN11(s,y,p,b,nd,nd,c)	restriccion aux. modelado producto variables binarias lineas futuras
EQAUXLN12(s,y,p,b,nd,nd,c)	restriccion aux. modelado producto variables binarias lineas futuras
EQACLF(s,y,p,b,nd,nd,c)	relacion acoplamiento operacion y decision instalaciond de linea
* EQPARQUEP(y,p,gtr)	restriccion intraperiodo de parque instalado
EQPARQUEY(y,p,gtr)	restriccion interanual de parque instalado
EQREDY(y,nd,nd,c)	restriccion interanual de red instalada
EQRVA(s,y,p,b)	margen de reserva del sistema [GW]
EQRVAR(s,y,p,b)	margen de reserva rodante [GW]
EQCTIGTF(y,p,gtr)	costo total de inversion generadores futuros

```

[Miles US$]
EQCTILF(y,nd,nd,c)          costo total de inversion lineas futuras
[Miles US$]
;

EQCTOTAL.. CT=E=
  SUM((y,p,gftr),PARQUE(y,p,gftr)*dgtr(gftr,'cinv')/(1+tdesc)**(ord(y)))
+ (SUM((y,lnf(ni,nf,c)),ACILF(y,ni,nf,c)*dln(ni,nf,c,'cinv')
*dln(ni,nf,c,'long')/(1+tdesc)**(ord(y)))/dbase) $(opcm=0)
+ (SUM((y,lnre(ni,nf,c)),ACILF(y,ni,nf,c)*dln(ni,nf,c,'cinv')
*dln(ni,nf,c,'long')/(1+tdesc)**(ord(y)))/dbase) $(opcm=0)

+SUM((s,y,p,b,getr(gtr)),(PDGT(s,y,p,b,gtr)*(dgtr(gtr,'cesp')*pcomb(gtr,y,p)
)
+dgtr(gtr,'cvnc')))*dur_blq(p,b)*prob(s)/(1+tdesc)**(ord(y)))

+SUM((s,y,p,b,gftr(gtr)),(PDGT(s,y,p,b,gtr)*(dgtr(gtr,'cesp')*pcomb(gtr,y,p)
)
+dgtr(gtr,'cvnc')))*dur_blq(p,b)*prob(s)/(1+tdesc)**(ord(y)))

+cens*(SUM((s,y,p,b,nd),PNS(s,y,p,b,nd)*dur_blq(p,b)*prob(s)/(1+tdesc)**(ord(y)))$(opcm=0)

+SUM((s,y,p,b),PNST(s,y,p,b)*dur_blq(p,b)*prob(s)/(1+tdesc)**(ord(y)))$(opcm=1))

+SUM((s,y,p,b),DRVA(s,y,p,b)*crva*dur_blq(p,b)*prob(s)/(1+tdesc)**(ord(y)))
;

EQPPTO..
  SUM((y,p,gftr),PARQUE(y,p,gftr)*dgtr(gftr,'cinv')/(1+tdesc)**(ord(y)))
+ (SUM((y,lnf(ni,nf,c)),ACILF(y,ni,nf,c)*dln(ni,nf,c,'cinv')
*dln(ni,nf,c,'long')/(1+tdesc)**(ord(y)))/dbase) $(opcm=0)
+ (SUM((y,lnre(ni,nf,c)),ACILF(y,ni,nf,c)*dln(ni,nf,c,'cinv')
*dln(ni,nf,c,'long')/(1+tdesc)**(ord(y)))/dbase) $(opcm=0) =L=limPpto;

EQBCESIS(s,y,p,b)$(opcm=1)..
  SUM(getr(gtr),PDGT(s,y,p,b,gtr))+SUM(gftr(gtr),PDGT(s,y,p,b,gtr))
+SUM(gehd(ghd),PDHD(y,p,ghd))+PNST(s,y,p,b)=E=dem_blq(s,y,p,b);

EQBCEFJO(s,y,p,b,nd)$(opcm=0)..

SUM(ndgtr(nd,getr(gtr)),PDGT(s,y,p,b,gtr))+SUM(ndgtr(nd,gftr(gtr)),PDGT(s,y,p,b,gtr))
+SUM(ndghd(nd,gehd(ghd)),PDHD(y,p,ghd))
+SUM(lne(ni,nd,c),FJO(s,y,p,b,ni,nd,c))-
SUM(lne(nd,nf,c),FJO(s,y,p,b,nd,nf,c))
+SUM(lnre(ni,nd,c),FJO(s,y,p,b,ni,nd,c))-
SUM(lnre(nd,nf,c),FJO(s,y,p,b,nd,nf,c))
+SUM(lnf(ni,nd,c),FJO(s,y,p,b,ni,nd,c))-
SUM(lnf(nd,nf,c),FJO(s,y,p,b,nd,nf,c))
+PNS(s,y,p,b,nd)=E=dem_blq(s,y,p,b)*fdnd(nd,y);

EQDANGLE(s,y,p,b,lne(ni,nf,c))$(opcm=0 and opcred<>1)..
  SUM(std,DANG(s,y,p,b,ni,nf,c,std)$(ord(std)=1)
-DANG(s,y,p,b,ni,nf,c,std)$(ord(std)=2))=E=(ANG(s,y,p,b,ni)-
ANG(s,y,p,b,nf));

EQDANGLF(s,y,p,b,ni,nf,c)$(opcm=0 and ((opcred=0 and (lnf(ni,nf,c) or
lnre(ni,nf,c))) or (opcred=2 and lnre(ni,nf,c))))..

```

```

SUM(std,DANG(s,y,p,b,ni,nf,c,std)$ (ord(std)=1)
-DANG(s,y,p,b,ni,nf,c,std)$ (ord(std)=2))=E=(ANG(s,y,p,b,ni)-
ANG(s,y,p,b,nf));

EQFJOLE(s,y,p,b,lne(ni,nf,c))$(opcmod=0 and opcred<>1)..
FJO(s,y,p,b,ni,nf,c)=E=(SUM(std,DANG(s,y,p,b,ni,nf,c,std)$ (ord(std)=1)
-DANG(s,y,p,b,ni,nf,c,std)$ (ord(std)=2)))/dln(ni,nf,c,'x');

EQFJOLF(s,y,p,b,ni,nf,c)$ (opcmod=0 and ((opcred=0 and (lnf(ni,nf,c) or
lnre(ni,nf,c))) or (opcred=2 and lnre(ni,nf,c))))..
FJO(s,y,p,b,ni,nf,c)=E=(AUXLP(s,y,p,b,ni,nf,c)-
AUXLN(s,y,p,b,ni,nf,c))/dln(ni,nf,c,'x');

EQFJOP(s,y,p,b,ni,nf,c)$ (opcmod=0)..
FJO(s,y,p,b,ni,nf,c)$lne(ni,nf,c)+FJO(s,y,p,b,ni,nf,c)$lnre(ni,nf,c)
+FJO(s,y,p,b,ni,nf,c)$lnf(ni,nf,c) =L=
+dln(ni,nf,c,'flmax')*(1-MSLN)$lne(ni,nf,c)
+ACILF(y,ni,nf,c)*dln(ni,nf,c,'flmax')*(1-MSLN)$lnre(ni,nf,c)
+ACILF(y,ni,nf,c)*dln(ni,nf,c,'flmax')*(1-MSLN)$lnf(ni,nf,c);

EQFJON(s,y,p,b,ni,nf,c)$ (opcmod=0)..
FJO(s,y,p,b,ni,nf,c)$lne(ni,nf,c)+FJO(s,y,p,b,ni,nf,c)$lnre(ni,nf,c)
+FJO(s,y,p,b,ni,nf,c)$lnf(ni,nf,c) =G=
-dln(ni,nf,c,'flmax')*(1-MSLN)$lne(ni,nf,c)
-ACILF(y,ni,nf,c)*dln(ni,nf,c,'flmax')*(1-MSLN)$lnre(ni,nf,c)
-ACILF(y,ni,nf,c)*dln(ni,nf,c,'flmax')*(1-MSLN)$lnf(ni,nf,c);

EQPIGTF(y,p,gftr(gtr))..

PIGTF(y,p,gtr)=E=NGTFI(y,p,gtr)*dgtr(gtr,'pmax')$((dgtr(gtr,'yent')=ord(y)
and dgtr(gtr,'pent')<=ord(p))or(dgtr(gtr,'yent')<ord(y)));

*conversion variables continuas a enteras

EQVEGTF(y,p,gftr(gtr))$(opcveg=1)..
NGTFI(y,p,gtr)=E=NEGTFI(y,p,gtr)$((dgtr(gtr,'yent')=ord(y) and
dgtr(gtr,'pent')<=ord(p))or(dgtr(gtr,'yent')<ord(y)));

*acoplamiento de produccion para maximo y minimos tecnicos

EQACPDGTE(s,y,p,b,getr(gtr))$(card(b)>ord(b))..
ACPDGT(s,y,p,b+1,gtr)=L=ACPDGT(s,y,p,b,gtr);

EQACPDGTF(s,y,p,b,gftr(gtr))$(card(b)>ord(b))..
ACPDGT(s,y,p,b+1,gtr)=L=ACPDGT(s,y,p,b,gtr);

*transformacion producto con variable binarias en problema lineal entero
mixto
*modelacion inversion y produccion generacion futura

EQAUXGTF1(s,y,p,b,gftr(gtr))..
AUXGTF(s,y,p,b,gtr)=L=dgtr(gtr,'pmaxi')*ACPDGT(s,y,p,b,gtr);

EQAUXGTF2(s,y,p,b,gftr(gtr))..
AUXGTF(s,y,p,b,gtr)=L=PARQUE(y,p,gtr);

EQAUXGTF3(s,y,p,b,gftr(gtr))..
PARQUE(y,p,gtr)-
AUXGTF(s,y,p,b,gtr)+dgtr(gtr,'pmaxi')*ACPDGT(s,y,p,b,gtr)=L=dgtr(gtr,'pmaxi
');

```

```

EQAUXGTF4(s,y,p,b,gftr(gtr))..
    PARQUE(y,p,gtr)=L=dgtr(gtr,'pmaxi');

*transformacion producto con variable binarias en problema lineal entero
mixto
*modelacion operacion refuerzo y linea futura

*variable auxiliar de incremento positivo
EQAUXLP5(s,y,p,b,ni,nf,c)$ (opcm=0 and ((opcred=0 and (lnf(ni,nf,c) or
lnre(ni,nf,c))) or (opcred=2 and lnre(ni,nf,c))))..
AUXLP(s,y,p,b,ni,nf,c)=L=DANG.UP(s,y,p,b,ni,nf,c,'pos')*ACOLF(s,y,p,b,ni,nf
,c);

EQAUXLP6(s,y,p,b,ni,nf,c)$ (opcm=0 and ((opcred=0 and (lnf(ni,nf,c) or
lnre(ni,nf,c))) or (opcred=2 and lnre(ni,nf,c))))..
    AUXLP(s,y,p,b,ni,nf,c)=L=DANG(s,y,p,b,ni,nf,c,'pos');

EQAUXLP7(s,y,p,b,ni,nf,c)$ (opcm=0 and ((opcred=0 and (lnf(ni,nf,c) or
lnre(ni,nf,c))) or (opcred=2 and lnre(ni,nf,c))))..
    DANG(s,y,p,b,ni,nf,c,'pos')-AUXLP(s,y,p,b,ni,nf,c)

+DANG.UP(s,y,p,b,ni,nf,c,'pos')*ACOLF(s,y,p,b,ni,nf,c)=L=DANG.UP(s,y,p,b,ni
,nf,c,'pos');

EQAUXLP8(s,y,p,b,ni,nf,c)$ (opcm=0 and ((opcred=0 and (lnf(ni,nf,c) or
lnre(ni,nf,c))) or (opcred=2 and lnre(ni,nf,c))))..
    DANG(s,y,p,b,ni,nf,c,'pos')=L=DANG.UP(s,y,p,b,ni,nf,c,'pos');

*variable auxiliar de incremento negativo

EQAUXLN9(s,y,p,b,ni,nf,c)$ (opcm=0 and ((opcred=0 and (lnf(ni,nf,c) or
lnre(ni,nf,c))) or (opcred=2 and lnre(ni,nf,c))))..

AUXLN(s,y,p,b,ni,nf,c)=L=DANG.UP(s,y,p,b,ni,nf,c,'neg')*ACOLF(s,y,p,b,ni,nf
,c);

EQAUXLN10(s,y,p,b,ni,nf,c)$ (opcm=0 and ((opcred=0 and (lnf(ni,nf,c) or
lnre(ni,nf,c))) or (opcred=2 and lnre(ni,nf,c))))..
    AUXLN(s,y,p,b,ni,nf,c)=L=DANG(s,y,p,b,ni,nf,c,'neg');

EQAUXLN11(s,y,p,b,ni,nf,c)$ (opcm=0 and ((opcred=0 and (lnf(ni,nf,c) or
lnre(ni,nf,c))) or (opcred=2 and lnre(ni,nf,c))))..
    DANG(s,y,p,b,ni,nf,c,'neg')-AUXLN(s,y,p,b,ni,nf,c)

+DANG.UP(s,y,p,b,ni,nf,c,'neg')*ACOLF(s,y,p,b,ni,nf,c)=L=DANG.UP(s,y,p,b,ni
,nf,c,'neg');

EQAUXLN12(s,y,p,b,ni,nf,c)$ (opcm=0 and ((opcred=0 and (lnf(ni,nf,c) or
lnre(ni,nf,c))) or (opcred=2 and lnre(ni,nf,c))))..
    DANG(s,y,p,b,ni,nf,c,'neg')=L=DANG.UP(s,y,p,b,ni,nf,c,'neg');

*la decision de acoplamiento de operacion de linea solo tiene sentido para
los corredores modelados en dc

EQACLF(s,y,p,b,ni,nf,c)$ (opcm=0 and ((opcred=0 and (lnf(ni,nf,c) or
lnre(ni,nf,c))) or (opcred=2 and lnre(ni,nf,c))))..
    ACOLF(s,y,p,b,ni,nf,c)=L=ACILF(y,ni,nf,c);

```

\*restricciones de produccion maxima y minima unidades futuras y existentes

EQPDGTFMX(s,y,p,b,gftr(gtr))..

PDGT(s,y,p,b,gtr)=L=AUXGTF(s,y,p,b,gtr); ;

EQPDGTFMN(s,y,p,b,gftr(gtr))..

PDGT(s,y,p,b,gtr)=G=dgtr(gtr,'pmin')\*ACPDGT(s,y,p,b,gtr);

EQPDGTEMX(s,y,p,b,gefr(gtr))..

PDGT(s,y,p,b,gtr)=L=dgtr(gtr,'pmax')\*(1-  
dgtr(gtr,'tsfo'))\*ACPDGT(s,y,p,b,gtr);

EQPDGTEMN(s,y,p,b,gefr(gtr))..

PDGT(s,y,p,b,gtr)=G=dgtr(gtr,'pmin')\*ACPDGT(s,y,p,b,gtr);

\*parque disponible en cada periodo y ano

\$ontext

EQPARQUEP(y,p,gtr)\$((ord(y)=1 or (ord(y)<>1 and ord(p)<>1)) AND (gefr(gtr)  
or gftr(gtr)))..

PARQUE(y,p,gtr)=E=PARQUE(y,p-1,gtr)  
+dgtr(gtr,'pmax')\$(gefr(gtr) and (dgtr(gtr,'yent')=ord(y) and  
dgtr(gtr,'pent')=ord(p)))  
+PIGTF(y,p,gtr)\$gftr(gtr);

EQPARQUEY(y,p,gtr)\$((ord(p)=card(p) and (ord(y)>1)) AND (gefr(gtr) or  
gftr(gtr)))..

PARQUE(y,'p1',gtr)=E=PARQUE(y-1,p,gtr)+PIGTF(y,'p1',gtr)\$gftr(gtr)  
+dgtr(gtr,'pmax')\$(gefr(gtr) and (dgtr(gtr,'yent')=ord(y) and  
dgtr(gtr,'pent')=ord(p)));

\$offtext

EQPARQUEY(y,p,gtr)\$gefr(gtr) or gftr(gtr))..

PARQUE(y,p,gtr)=E=PARQUE(y-1,p,gtr)+PIGTF(y,p,gtr)\$gftr(gtr)  
+dgtr(gtr,'pmax')\$(gefr(gtr) and (dgtr(gtr,'yent')=ord(y) and  
dgtr(gtr,'pent')=ord(p)));

\*acoplamiento de inversion en cada ano

EQREDY(y,ni,nf,c)\$opcm=0 and (lnf(ni,nf,c) or lnre(ni,nf,c))..

ACILF(y,ni,nf,c)=G=ACILF(y-1,ni,nf,c);

\*margenes de reserva del sistema

EQRVA(s,y,p,b)\$mrva..

SUM(gftr(gtr),AUXGTF(s,y,p,b,gtr))  
+SUM(gefr(gtr),dgtr(gtr,'pmax')\*(1-dgtr(gtr,'tsfo'))\*ACPDGT(s,y,p,b,gtr))  
+DRVA(s,y,p,b)=G=dem\_blq(s,y,p,b)\*(1+mrva);

EQRVAR(s,y,p,b)\$mrvar..

SUM(gftr(gtr),AUXGTF(s,y,p,b,gtr))  
+SUM(gefr(gtr),dgtr(gtr,'pmax')\*(1-dgtr(gtr,'tsfo'))\*ACPDGT(s,y,p,b,gtr))  
-SUM(gftr(gtr),PDGT(s,y,p,b,gtr))-  
SUM(gefr(gtr),PDGT(s,y,p,b,gtr))=G=dem\_blq(s,y,p,b)\*mrvar;

```

*prueba para vigilar costo de inversion generadores y corredores futuros
EQCTIGTF(y,p,gftr(gtr))..
  CTIGTF(y,p,gtr)=E=PARQUE(y,p,gtr)*dgtr(gtr,'cinv')/(1+tdesc)**(ord(y));

EQCTILF(y,ni,nf,c)$(opcm=0 and (lnf(ni,nf,c) or lnre(ni,nf,c)))..
  CTILF(y,ni,nf,c)=E=
+ACILF(y,ni,nf,c)*dln(ni,nf,c,'cinv')
*dln(ni,nf,c,'long')/(1+tdesc)**(ord(y))/dbase
+ACILF(y,ni,nf,c)*dln(ni,nf,c,'cinv')
*dln(ni,nf,c,'long')/(1+tdesc)**(ord(y))/dbase
;

MODEL RED /ALL/;

MODEL UNINODAL /EQCTOTAL,EQPPTO,EQBCESIS,EQPIGTF,EQVEGTF,EQACPDGTE,
  EQACPDGTF,EQPDGTFMX,EQPDGTFMN,EQPDGTFMX,EQPDGTFMN,EQAUXGTF1,
  EQAUXGTF2,EQAUXGTF3,EQAUXGTF4,EQPARQUEY,EQRVA,EQRVAR,EQCTIGTF/;

*convierte variables fijas a parametro para ahorrar memoria
RED.HOLDFIXED=1;
*activa lectura de archivo de opciones
RED.OPTFILE =1;

$ONTEXT
*Recordar activar archivo CPLEX.OPT
*V1.OPTFILE =1;

  V1.PRIOROPT=1;
  ACOF.PRIOR(s,y,p,b,nd,nd,c)=4;
  ACPDGT.PRIOR(s,y,p,b,gtr)=1;
  NEGTFI.PRIOR(y,p,gtr)=2;
  ACILF.PRIOR(y,nd,nd,c)=3;

*esta opcion no es util en programacion MIP
*OPTION BRATIO = 1 ;
$OFFTEXT

$if exist caso.bat $include caso.bat

FILE CONTROL /CONTROL.lst/

FILE DESPACHO /r_despacho.TXT/

FILE CMG /r_cmg.TXT/

FILE EXPANSION /r_expansion.TXT/

FILE FLUJOS /r_flujos.TXT/

FILE COSTO /r_costo.TXT/

```

```

*****
*****
*impresion de incoherencias detectadas en los datos introducidos al modelo
*****
*****
PUT CONTROL
PUT SYSTEM.title ' 'SYSTEM.date ' 'SYSTEM.time //
'-----'
-----'/
' Deteccion de incoherencias detectadas en los datos introducidos al
modelo '/'
'-----'
-----'/
*lectura y validacion de las características de caso activo
PUT '----Lectura y validacion de las características de caso activo'//
LOOP (casos $opciones(casos,'status'),
PUT ' Caso activo # ' ord(casos):3:0//;
opcveg=opciones(casos,'opcveg');
opcmod=opciones(casos,'opcmod');
opcred=opciones(casos,'opcred');
*validacion del contenido
PUT $(opcveg<0 OR opcveg>1) '****ERROR opcion variables enteras
expansion generacion****'/
ABORT $(opcveg<0 OR opcveg>1) '****ERROR opcion variables enteras
expansion generacion****'
PUT $(opcmod<0 OR opcmod>1) '****ERROR opcion modelo con red o a
nodo unico****'/
ABORT $(opcmod<0 OR opcmod>1) '****ERROR opcion modelo con red o a
nodo unico****'
PUT $(opcred<0 OR opcred>3) '****ERROR opcion modelado de red****'/
ABORT $(opcred<0 OR opcred>3) '****ERROR opcion modelado de red****'
);
*Comprobacion de la localizacion de generadores
PUT '----Comprobacion de la localizacion de los generadores termicos e
hidraulicos'/
LOOP (gtr,
PUT $(SUM(ndgtr(nd,gtr),1)=0 and opcmod=0) gtr.tl '****ERROR
Generador Termico sin localizacion'/
ABORT $(SUM(ndgtr(nd,gtr),1)=0 and opcmod=0) '****ERROR Generador
Termico sin localizacion'
PUT $(SUM(ndgtr(nd,gtr),1)>1 and opcmod=0) gtr.tl '****ERROR
Generador Termico con localizacion multiple'/
ABORT $(SUM(ndgtr(nd,gtr),1)>1 and opcmod=0) '****ERROR Generador
Termico con localizacion multiple'
);
LOOP (ghd,
PUT $(SUM(ndghd(nd,ghd),1)=0 and opcmod=0) ghd.tl '****ERROR
Generador Hidraulico sin localizacion'/
ABORT $(SUM(ndghd(nd,ghd),1)=0 and opcmod=0) '****ERROR Generador
Hidraulico sin localizacion'
PUT $(SUM(ndghd(nd,ghd),1)>1 and opcmod=0) ghd.tl '****ERROR
Generador Hidraulico con localizacion multiple'/
ABORT $(SUM(ndghd(nd,ghd),1)>1 and opcmod=0) '****ERROR Generador
Hidraulico con localizacion multiple'
);
*comprobacion coherencia en la suma de las probabilidades de cada escenario
PUT '----Comprobacion coherencia en la suma de las probabilidades de cada
escenario'/

```

```

PUT      $(SUM(s,prob(s))<>1)  '****ERROR suma de probabilidades de
escenarios de demanda diferente de 1'/
ABORT   $(SUM(s,prob(s))<>1)  '****ERROR suma de probabilidades de
escenarios de demanda diferente de 1'
*comprobacion coherencia en coeficientes de perdidas de transporte
PUT     '----Comprobacion coherencia en coeficientes de perdidas de
transporte'/
LOOP(y,
  PUT   $(prdtr(y)<0 or prdtr(y)>1) '****ERROR coeficiente de perdidas
de transporte valores entre 0 y 1'/
  ABORT $(prdtr(y)<0 or prdtr(y)>1) '****ERROR coeficiente de perdidas
de transporte valores entre 0 y 1'
);
*comprobacion coherencia en factor de distribucion de la demanda por nodo
PUT     '----Comprobacion coherencia en factor de distribucion de la demanda
por nodo'/
LOOP(y,
  PUT   $(SUM(nd,fdnd(nd,y))<>1 and opcmod=0) '****ERROR suma de
factores de distribucion de la demanda por nodo diferente de 1'/
  ABORT $(SUM(nd,fdnd(nd,y))<>1 and opcmod=0) '****ERROR suma de
factores de distribucion de la demanda por nodo diferente de 1'
);
*comprobacion coherencia en factor de distribucion de la demanda por ano
PUT     '----Comprobacion coherencia en factor de distribucion de la demanda
por ano'/
LOOP(Y,
  PUT   $(SUM(p,fper(y,p))<>1)  '****ERROR suma de factores de
distribucion de la demanda por ano diferente de 1'/
  ABORT $(SUM(p,fper(y,p))<>1)  '****ERROR suma de factores de
distribucion de la demanda por ano diferente de 1'
);
PUTCLOSE CONTROL;

```

```

*escalacion de parametros a GW
dln(ni,nf,c,'flmax')$(opcmod=0) = dln(ni,nf,c,'flmax')/1e3 ;
dgtr(gtr,'pmax')                = dgtr(gtr,'pmax')/1e3;
dgtr(gtr,'pmin')                = dgtr(gtr,'pmin')/1e3;
dgtr(gtr,'pmaxi')               = dgtr(gtr,'pmaxi')/1e3;
dghd(ghd,'pmax')                = dghd(ghd,'pmax')/1e3;
pdisphd(ghd,y,p)                = pdisphd(ghd,y,p)/1e3;

```

```

*activacion sets dinamicos generacion termica y lineas

```

```

gftr(gtr)= YES$(dgtr(gtr,'cinv')>0 and dgtr(gtr,'status')=1);
getr(gtr)= YES$(dgtr(gtr,'cinv')=0 and dgtr(gtr,'status')=1);
gehd(ghd)= YES$(dghd(ghd,'status')=1);
ndgtr(nd,gtr) = YES$(ndgtr(nd,gtr) and (dgtr(gtr,'status')=1 and
opcmod=0));
ndghd(nd,ghd) = YES$(ndghd(nd,ghd) and (dghd(ghd,'status')=1 and
opcmod=0));
lne(ni,nf,c) = YES$((opcmod=0 and dln(ni,nf,c,'x')) and
(dln(ni,nf,c,'status') and dln(ni,nf,c,'tipo')=1));
lnre(ni,nf,c) = YES$((opcmod=0 and dln(ni,nf,c,'x')) and
(dln(ni,nf,c,'status') and dln(ni,nf,c,'tipo')=2));
lnf(ni,nf,c) = YES$((opcmod=0 and dln(ni,nf,c,'x')) and
(dln(ni,nf,c,'status') and dln(ni,nf,c,'tipo')=3));

```

```

*otros sets dinamicos

```

```

PDHD(y,p,ghd)=pdisphd(ghd,y,p)$ (dghd(ghd,'status')=1);

*determinacion de demanda de potencia de cada bloque
dur_p(p)=SUM(b,dur_blq(p,b));
dem_blq(s,y,p,b)=(dem(s,y)*(1+prdrtr(y)))*fper(y,p)*fblq(p,b)/dur_p(p);

syph(s,y,p,b)= YES$dem_blq(s,y,p,b);
yp(y,p)= YES$fper(y,p) ;

*cotas de variables
PNS.UP(s,y,p,b,nd)$ (opcmod=0)=dem_blq(s,y,p,b)*fdnd(nd,y);
PNST.UP(s,y,p,b)$ (opcmod=1) =dem_blq(s,y,p,b);

ANG.LO(s,y,p,b,nd)$ (opcmod=0)=-2;
ANG.UP(s,y,p,b,nd)$ (opcmod=0)= 2;
DANG.UP(s,y,p,b,ni,nf,c,std)$ (opcmod=0)=2;

*nodo de referencia
ANG.FX(s,y,p,b,nr(nd))$ (opcmod=0)=0;

IF (opcmod=0,
    SOLVE RED USING MIP MINIMIZING CT
ELSE
    SOLVE UNINODAL USING MIP MININMIZING CT
);

*calculo del costo variable de produccion por unidad
ORDENT(gtr)=ORD(gtr);
CVP(y,p,gtr)=dgtr(gtr,'cesp')*pcomb(gtr,y,p)+dgtr(gtr,'cvnc');

*determinacion del costo marginal usando variables duales de ecuaciones de
demanda

CMGREF(s,y,p,b)=(EQRVA.M(s,y,p,b)*(1+mrva)*(1+tdesc)**ord(y)/prob(s)+EQRVAR
.M(s,y,p,b)*(1+mrvar)*(1+tdesc)**ord(y)/prob(s))/dur_blq(p,b);

CMGREFND(s,y,p,b,nd)$ (opcmod=0)=EQBCEFJO.M(s,y,p,b,nd)*(1+tdesc)**ord(y)/(d
ur_blq(p,b)*prob(s))+CMGREF(s,y,p,b);

*escalacion variables a MW para verificacion

PIGTF.L(y,p,gtr) = PIGTF.L(y,p,gtr)*1e3;
PDGT.L(s,y,p,b,gtr) = PDGT.L(s,y,p,b,gtr)*1e3;
PARQUE.L(y,p,gtr) = PARQUE.L(y,p,gtr)*1e3;
FJO.L(s,y,p,b,ni,nf,c)$ (opcmod=0) = FJO.L(s,y,p,b,ni,nf,c)*1e3;

*sumatoria de costos de inversion y operacion
SCIGF
=SUM((y,p,gftr),PARQUE.L(y,p,gftr)*dgtr(gftr,'cinv')/(1+tdesc)**(ord(y)));
SCILRE
$(opcmod=0)=SUM((y,lnre(ni,nf,c)),ACILF.L(y,ni,nf,c)*dln(ni,nf,c,'cinv')*dln
(ni,nf,c,'long')/(1+tdesc)**(ord(y)))/dbase;
SCILF
$(opcmod=0)=SUM((y,lnf(ni,nf,c)),ACILF.L(y,ni,nf,c)*dln(ni,nf,c,'cinv')*dln
(ni,nf,c,'long')/(1+tdesc)**(ord(y)))/dbase;
SCOGE
=SUM((s,y,p,b,getr(gtr)),(PDGT.L(s,y,p,b,gtr)*(dgtr(gtr,'cesp')*pcomb(gtr,y
,p)+dgtr(gtr,'cvnc')))*dur_blq(p,b)*prob(s)/(1+tdesc)**(ord(y)));

```

```

SCOGF
=SUM((s,y,p,b,gftr(gtr)),(PDGT.L(s,y,p,b,gtr)*(dgtr(gtr,'cesp')*pcomb(gtr,y,p)+dgtr(gtr,'cvnc')))*dur_blq(p,b)*prob(s)/(1+tdesc)**(ord(y)));
SCENS
=cens*(SUM((s,y,p,b,nd),PNS.L(s,y,p,b,nd)*dur_blq(p,b)*prob(s)/(1+tdesc)**(ord(y)))$(opcm=0)
+SUM((s,y,p,b),PNST.L(s,y,p,b)*dur_blq(p,b)*prob(s)/(1+tdesc)**(ord(y)))$(opcm=1));
SCRVA
=SUM((s,y,p,b),DRVA.L(s,y,p,b)*crva*dur_blq(p,b)*prob(s)/(1+tdesc)**(ord(y)));

DISPLAY NGTFI.L,PIGTF.L,ACPDGT.L,PDGT.L,CTIGTF.l,PARQUE.l,PNS.L,
DRVA.L,FJO.l,ANG.L,DANG.L,ACOLF.L,ACILF.L,lnre,lnre,lnf,CMGREFND,dem_blq,
EQRVA.M,EQRVAR.M,gftr,RED.ITERUSD,RED.RESUSD, RED.NUMEQU, RED.NUMVAR,
RED.NUMNZ;

*****
*****
*impresion de lista de merito y generacion despachada
*****
*****
ALIAS (gtr,gt);

PUT DESPACHO;
DESPACHO.ND = 3;
DESPACHO.NW = 9;

*algoritmo de ordenación según costos variables de produccion
LOOP((s,y,p,b),
  gtrr(gtr)=YES;
  PUT ' ESCENARIO ;' s.tl ' ANO ;' y.tl ' PERIODO ;' p.tl ' BLOQUE ;'
  b.tl //
  PUT 'PLANTA ;' 'POT. MAX ;' ' PRODUCCION ;' 'DESPACHO ;' ' CVP ;' 'CMG
  Ref ;' /
  PUT @(DESPACHO.LW+DESPACHO.NW)'; [MW] ;' '[GWh] ;' ' [%] ;' '[US$/MWh]
  ;' '[US$/MWh] ;' /
  LOOP (gtr,
    CVPMIN = SMIN(gtrr, CVP(y,p,gtrr)) ;
    ORDN(gtr) = SMIN(gtrr $(CVPMIN = CVP(y,p,gtrr)), ORDENT(gtrr)) ;
    gtrr(gt) $(ORD(gt) = ORDN(gtr)) = NO ;
  ) ;
  LOOP (gtr,
    gtrr(gt) $(ORD(gt) = ORDN(gtr)) = YES ;
    LOOP (gtrr,
      PUT gtrr.tl ' ;'
      PUT (dgtr(gtrr,'pmax')*1000):DESPACHO.NW:2 ' ;'
    PDGT.L(s,y,p,b,gtrr) ' ;'
      PUT $(dgtr(gtrr,'pmax')*1000 > 0)
    (PDGT.L(s,y,p,b,gtrr)/(dgtr(gtrr,'pmax')*10))):DESPACHO.NW:3 ' ;'

```

```

        PUT $(dgtr(gtrr,'pmax')*1000 = 0) ';'
        PUT CVP(y,p,gtrr)';'
        LOOP(nr,
            PUT CMGREFND(s,y,p,b,nr) ';'
            );
        PUT /
    );
    gtrr(gt) $(ORD(gt) = ORDN(gtr)) = NO ;
);
PUT /
);

PUTCLOSE DESPACHO;

*****
*****
*impresion de costos marginales por barras
*****
*****
PUT CMG;
CMG.ND = 3;
CMG.NW = 9;

PUT '; COSTOS ; MARGINALES ; POR BARRA ;' /
PUT '; [US/MWh]' //
PUT ' ESCENARIO ; ' 'ANO ;' 'PERIODO ;' 'BLOQUE ;'
LOOP(nd,
    PUT nd.tl ';'
    );
PUT '//
LOOP((s,y,p,b),
    PUT s.tl ';' y.tl ';' p.tl ';' b.tl ';'
    LOOP(nd,
        PUT CMGREFND(s,y,p,b,nd):CMG.NW:2 ';'
    );
    PUT /
);

PUTCLOSE CMG;

*****
*****
*impresion de expansiones del sistema realizadas
*****
*****
PUT EXPANSION;
EXPANSION.ND = 3;
*EXPANSION.NW = 9;

PUT '; EXPANSIONES ; DEL SISTEMA ; REALIZADAS ;' //
PUT ' EXPANSIONES ; EQUIPO DE ; GENERACION ;' /
PUT ' ANO ;' 'PERIODO ;' 'PLANTA ;' 'POT.INST' /
PUT '; ; ; [MW]'/
LOOP ((y,p,gftr)$(PARQUE.L(y,p,gftr)>0),
    PUT y.tl ';' p.tl ';' gftr.tl ';'
    PUT PARQUE.L(y,p,gftr) '//
);
PUT //

```

```

PUT 'EXPANSIONES ; SISTEMA ; DE ;TRANSMISION ; '/
PUT 'EXPANSIONES ; REFUERZOS ; LINEAS ; EXISTENTES ; '/
PUT ' ANO ; ' 'DESDE ; ' 'HASTA ; ' 'Circuito ; ' 'FMAX ; '/
PUT ' ; ; ; ; [MW]'/
LOOP ((y,lnre(ni,nf,c))$(ACILF.L(y,lnre)>0),
  PUT      y.tl      ';'      ni.tl      ';'      nf.tl      ';'      c.tl      ';'
  (dln(ni,nf,c,'flmax')*1e3):EXPANSION.NW:2 ';' /
);
PUT /

PUT 'EXPANSIONES ; LINEAS ; FUTURAS ; '/
PUT ' ANO ; ' 'DESDE ; ' 'HASTA ; ' 'Circuito ; ' 'FMAX ; '/
PUT ' ; ; ; ; [MW]'/
LOOP ((y,lnf(ni,nf,c))$(ACILF.L(y,lnf)>0),
  PUT      y.tl      ';'      ni.tl      ';'      nf.tl      ';'      c.tl      ';'
  (dln(ni,nf,c,'flmax')*1e3):EXPANSION.NW:2 ';' /
);
PUT /

PUTCLOSE EXPANSION;

*****
*****
*impresion de flujos por lineas del sistema
*****
*****
PUT FLUJOS;
FLUJOS.ND = 3;
FLUJOS.NW = 9;

PUT ';' FLUJOS POR ; LINEAS ; DEL SISTEMA ;' //
PUT ' FLUJOS POR ; LINEAS EXISTENTES ; '/
PUT 'ESCENARIO ;' 'ANO ;' 'PERIODO ;' 'BLOQUE ;' 'DESDE ;' 'HASTA ;'
'Circuito ;' 'FLUJO ;'/
PUT ' ; ; ; ; ; ; [MW] ;'/
LOOP((s,y,p,b,lne(ni,nf,c)),
  PUT s.tl ';' y.tl ';' p.tl ';' b.tl ';' ni.tl ';' nf.tl ';' c.tl ';'
  (FJO.L(s,y,p,b,ni,nf,c)):FLUJOS.NW:2 /
);
PUT /

PUT ' FLUJOS POR ; REFUERZOS DE ; LINEAS ; EXISTENTES ; '/
PUT 'ESCENARIO ;' 'ANO ;' 'PERIODO ;' 'BLOQUE ;' 'DESDE ;' 'HASTA ;'
'Circuito ;' 'FLUJO ;'/
PUT ' ; ; ; ; ; ; [MW] ;'/
LOOP((s,y,p,b,lnre(ni,nf,c)),
  PUT s.tl ';' y.tl ';' p.tl ';' b.tl ';' ni.tl ';' nf.tl ';' c.tl ';'
  (FJO.L(s,y,p,b,ni,nf,c)):FLUJOS.NW:2 /
);
PUT /

PUT ' FLUJOS POR ; LINEAS FUTURAS ; '/
PUT 'ESCENARIO ;' 'ANO ;' 'PERIODO ;' 'BLOQUE ;' 'DESDE ;' 'HASTA ;'
'Circuito ;' 'FLUJO ;'/
PUT ' ; ; ; ; ; ; [MW] ;'/
LOOP((s,y,p,b,lnf(ni,nf,c)),
  PUT s.tl ';' y.tl ';' p.tl ';' b.tl ';' ni.tl ';' nf.tl ';' c.tl ';'
  (FJO.L(s,y,p,b,ni,nf,c)):FLUJOS.NW:2 /
);
PUT /

```

```
PUTCLOSE FLUJOS;
```

```
*****
*****
*impresion de costo de abastecimiento del sistema (operacion e inversion)
*****
*****
PUT COSTO;
COSTO.ND = 3;
COSTO.NW = 9;

PUT '; COSTOS ; ACTUALIZADOS ; DE OPERACION ; E INVERSION ; DEL SISTEMA ;'
//
PUT '; COSTOS ; DE INVERSION ; DEL SISTEMA ;' //

PUT 'COSTO ; INVERSION ; EQUIPO ; GENERADOR'/
PUT 'ANO ; PERIODO ; PLANTA ; COSTO'/
PUT '; ; ; MUS$'/
LOOP((y,p,gftr) $(PARQUE.L(y,p,gftr)>0),
      PUT y.tl ';' p.tl ';' gftr.tl ';'
      PUT
      (PARQUE.L(y,p,gftr)*dgtr(gftr,'cinv')/(1+tdesc)**(ord(y))):COSTO.NW:5 /
      );
PUT /
PUT 'TOTAL ; ; ; ' SCIGF:COSTO.NW:2 //

PUT 'COSTO ; INVERSION ; REFUERZOS ; LINEAS ; EXISTENTES'/
PUT 'ANO ; DESDE ; HASTA ; Circuito ; COSTO'/
PUT '; ; ; ; MUS$'/
LOOP((y,lnre(ni,nf,c)) $(ACILF.L(y,lnre)>0),
      PUT y.tl ';' ni.tl ';' nf.tl ';' c.tl ';'
      PUT
      ((ACILF.L(y,ni,nf,c)*dln(ni,nf,c,'cinv')*dln(ni,nf,c,'long')/(1+tdesc)**(ord(y)))/dbase):COSTO.NW:5 /
      );
PUT /
PUT 'TOTAL ; ; ; ; ' SCILRE:COSTO.NW:5 //

PUT 'COSTO ; INVERSION ; LINEAS ; FUTURAS'/
PUT 'ANO ; DESDE ; HASTA ; Circuito ; COSTO'/
PUT '; ; ; ; MUS$'/
LOOP((y,lnf(ni,nf,c)) $(ACILF.L(y,lnf)>0),
      PUT y.tl ';' ni.tl ';' nf.tl ';' c.tl ';'
      PUT
      ((ACILF.L(y,ni,nf,c)*dln(ni,nf,c,'cinv')*dln(ni,nf,c,'long')/(1+tdesc)**(ord(y)))/dbase):COSTO.NW:5 /
      );
PUT /
PUT 'TOTAL ; ; ; ; ' SCILF:COSTO.NW:5 //

PUT '; COSTOS DE ; OPERACION ; DEL SISTEMA ;'//
PUT 'COSTO ; GENERACION ; EXISTENTE ;'/
PUT 'ESCENARIO ; ANO ; PERIODO ; BLOQUE ; PLANTA ; COSTO ;'/
PUT '; ; ; ; ; MUS$'/
LOOP((s,y,p,b,getr(gtr)) $(PDGT.L(s,y,p,b,getr)>0),
      PUT s.tl ';' y.tl ';' p.tl ';' b.tl ';' getr.tl ';'
      PUT
      ((PDGT.L(s,y,p,b,gtr)*(dgtr(gtr,'cesp')*pcomb(gtr,y,p)+dgtr(gtr,'cvnc')))*dur_bllq(p,b)*prob(s)/(1+tdesc)**(ord(y))):COSTO.NW:5 /
```

```

);
PUT /
PUT 'TOTAL ; ; ; ; ; ' SCOGE:COSTO.NW:5 //

PUT 'COSTO ; GENERACION ; FUTURA ;'/
PUT 'ESCENARIO ; ANO ; PERIODO ; BLOQUE ; PLANTA ; COSTO ;'/
PUT '; ; ; ; ; MUS$'/
LOOP((s,y,p,b,gftr(gtr)) $(PDGT.L(s,y,p,b,gftr)>0),
  PUT s.tl ';' y.tl ';' p.tl ';' b.tl ';' gftr.tl ';'
  PUT
  ((PDGT.L(s,y,p,b,gtr)*(dgtr(gtr,'cesp')*pcomb(gtr,y,p)+dgtr(gtr,'cvnc')))*dur_blq(p,b)*prob(s)/(1+tdesc)**(ord(y))):COSTO.NW:5 /
);
PUT /
PUT 'TOTAL ; ; ; ; ; ' SCOGF:COSTO.NW:5 //

PUT 'COSTO ; ENERGIA ; NO SUMINISTRADA ;'/
PUT 'ESCENARIO ; ANO ; PERIODO ; BLOQUE ; NODO ; COSTO ;'/
PUT '; ; ; ; ; MUS$'/
LOOP((s,y,p,b,nd) $(opcm=0 and PNS.L(s,y,p,b,nd)>0),
  PUT s.tl ';' y.tl ';' p.tl ';' b.tl ';' nd.tl ';'
  PUT
  (cens*PNS.L(s,y,p,b,nd)*dur_blq(p,b)*prob(s)/(1+tdesc)**(ord(y))):COSTO.NW:5 /
);

LOOP((s,y,p,b) $(opcm=1 and PNST.L(s,y,p,b)>0),
  PUT s.tl ';' y.tl ';' p.tl ';' b.tl ';'
  PUT
  (cens*PNST.L(s,y,p,b)*dur_blq(p,b)*prob(s)/(1+tdesc)**(ord(y))):COSTO.NW:5 /
);
PUT /
PUT 'TOTAL ; ; ; ; ; ' SCENS:COSTO.NW:5 //

PUT 'COSTO ; RESERVA ; DEL SISTEMA'/
PUT 'ESCENARIO ; ANO ; PERIODO ; BLOQUE ; COSTO ;'/
PUT '; ; ; ; ; MUS$'/
LOOP((s,y,p,b) $(DRVA.L(s,y,p,b)>0),
  PUT s.tl ';' y.tl ';' p.tl ';' b.tl ';'
  PUT
  (DRVA.L(s,y,p,b)*crva*dur_blq(p,b)*prob(s)/(1+tdesc)**(ord(y))):COSTO.NW:5 /
);
PUT /
PUT 'TOTAL ; ; ; ; ; ' SCRVA:COSTO.NW:5 //

PUTCLOSE COSTO;

```