

1-1-1997

## Desarrollo de un modelo computacional para la compra y venta de energía por la industria en la bolsa de energía

Freddy Elías Sandoval Castro  
*Universidad de La Salle, Bogotá*

Carlos Mauricio Montenegro Guerrero  
*Universidad de La Salle, Bogotá*

Follow this and additional works at: [https://ciencia.lasalle.edu.co/ing\\_electrica](https://ciencia.lasalle.edu.co/ing_electrica)

---

### Citación recomendada

Sandoval Castro, F. E., & Montenegro Guerrero, C. M. (1997). Desarrollo de un modelo computacional para la compra y venta de energía por la industria en la bolsa de energía. Retrieved from [https://ciencia.lasalle.edu.co/ing\\_electrica/364](https://ciencia.lasalle.edu.co/ing_electrica/364)

This Trabajo de grado - Pregrado is brought to you for free and open access by the Facultad de Ingeniería at Ciencia Unisalle. It has been accepted for inclusion in Ingeniería Eléctrica by an authorized administrator of Ciencia Unisalle. For more information, please contact [ciencia@lasalle.edu.co](mailto:ciencia@lasalle.edu.co).

Nota de Aceptación.

---

---

---

---

Presidente del Jurado

*Stig - / A.*

---

Jurado

*[Handwritten signature]*

---

Jurado

*[Handwritten signature]*

---

7  
43.92  
2218 d  
23-2

**DESARROLLO DE UN MODELO COMPUTACIONAL PARA LA  
COMPRA Y VENTA DE ENERGIA POR LA INDUSTRIA EN LA  
BOLSA DE ENERGIA.**

**FREDDY ELIAS SANDOVAL CASTRO** 42912014  
**CARLOS MAURICIO MONTENEGRO GUERRERO** 42912023

**SANTAFE DE BOGOTA D.C.  
UNIVERSIDAD DE LA SALLE  
FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA  
1997**

**DESARROLLO DE UN MODELO COMPUTACIONAL PARA LA  
COMPRA Y VENTA DE ENERGIA POR LA INDUSTRIA EN LA  
BOLSA DE ENERGIA.**



**FREDDY ELIAS SANDOVAL CASTRO  
CARLOS MAURICIO MONTENEGRO GUERRERO**

**Trabajo de Grado presentado como  
requisito parcial para optar al título  
de Ingeniero Electricista**

**Director : SERGIO GUZMAN BENAVIDES I.E., M.Sc.**

**SANTAFE DE BOGOTA D.C.  
UNIVERSIDAD DE LA SALLE  
FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA**

**1997**

*A mi Padre por su apoyo y enseñanzas,  
A mi Madre por su cariño y motivación permanente,  
A mis Hermanas por su paciencia,  
Y a todos los colombianos de bien, que día a día  
trabajan por ver un país y un mundo mejor.*

*Freddy Elias Sandoval Castro.*

*A todas las personas que me apoyaron  
en el transcurso de mi carrera,  
principalmente a mis padres por su  
esfuerzo y su cariño.*

*Carlos Mauricio Montenegro Guerrero.*

## **AGRADECIMIENTOS**

Los autores expresan sus agradecimientos :

- A SERGIO GUZMAN BENAVIDES, I.E., M.Sc., Secretario Académico Facultad de Ingeniería Eléctrica de la Universidad de la Salle y Director del Trabajo.
- A OSCAR PARDO GIBSON, I.E., PhD., Gerente de CNE y Asesor del Trabajo.
- A CARLOS ROMERO PEÑA, I.E., Ingeniero de la EEB y Asesor del Trabajo.
- A La FAMILIA BURGOS RODRIGUEZ, por su apoyo incondicional en la elaboración del presente Trabajo.
- A La UNIVERSIDAD DE LA SALLE
- A Todas aquellas personas que en una u otra forma colaboraron en la realización del presente Trabajo.

***“Ni La Universidad, ni el Asesor, ni el Jurado calificador son responsables de las ideas expuestas por el graduando”***

***(Artículo 95. Reglamento Estudiantil).***



## TABLA DE CONTENIDO

	<b>Pag.</b>
<b>1. INTRODUCCION .....</b>	<b>1</b>
<b>2. DESCRIPCION SISTEMA NACIONAL.....</b>	<b>4</b>
2.1 RECURSOS ENERGÉTICOS.....	4
2.1.1 Hidrológicos.....	4
2.1.2 Combustibles.....	5
2.2 SISTEMA ELÉCTRICO .....	13
2.2.1 Generación.....	14
2.2.2 Transmisión.....	19
<b>3. ASPECTOS ECONOMICOS Y EVOLUCION DE LA DEMANDA..</b>	<b>22</b>
3.1 CRECIMIENTO ECONÓMICO.....	22
3.2 CONSUMO DE ENERGÍA.....	25
3.3 EVOLUCIÓN DE LA DEMANDA DE ENERGÍA Y POTENCIA.....	29
3.4 COMPOSICIÓN DE LA DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA.....	31
3.5 EVOLUCIÓN ENERGÉTICA.....	33
<b>4. PROYECCIONES DE LA DEMANDA DE ENERGIA ELECTRICA Y POTENCIA MAXIMA.....</b>	<b>38</b>
4.1 PROYECCIONES DE DEMANDA DE ENERGIA ELECTRICA.....	38

4.2 PROYECCIONES DE DEMANDA DE POTENCIA.....	40
<b>5. MARCO CONSTITUCIONAL, LEGAL Y REGULATORIO PARA LA COMERCIALIZACION DE ENERGIA ELECTRICA EN COLOMBIA.....</b>	<b>42</b>
5.1 MARCO CONSTITUCIONAL.....	42
5.1.1 Preceptos Constitucionales Sobre Servicios Públicos.....	43
5.2 MARCO LEGAL.....	44
5.2.1 Régimen Legal de las Empresas de Servicios Públicos (E.S.P.) (Ley 142 de 1994).....	47
5.2.2 Objetivos del Estado en Relación con el Servicio de Electricidad (Ley 143 de 1994).....	48
5.3 MARCO INSTITUCIONAL.....	48
5.3.1 Dirección.....	49
5.3.2 Planeación.....	49
5.3.3 Regulación.....	50
5.3.4 Operación.....	50
<b>6. DESCRIPCION DE LA BOLSA DE ENERGIA.....</b>	<b>52</b>
6.1 AGENTES PARTICIPANTES DEL MERCADO MAYORISTA.....	53
6.1.1 Generadores.....	53
6.1.2 Distribuidor.....	53
6.1.3 Comercializador.....	54
6.1.4 Transportador.....	54
6.2 FUNCIONAMIENTO DE LA BOLSA.....	62



6.2.1 Proceso Operativo.....	63
6.2.2. Proceso Comercial.....	69
6.3 IMPUESTOS.....	75
6.3.1 Impuesto sobre las Ventas. IVA.....	75
6.3.2 Impuesto de Industria y Comercio. ICA.....	76
6.3.3 Impuesto de Renta.....	77
6.3.4 Impuesto de Timbre.....	79
6.3.5 Solidaridad.....	80
<b>7. ANALISIS DE LAS TARIFAS DE LA ELECTRICIDAD Y DE LOS INTERCAMBIOS COMERCIALES REALIZADOS EN LA BOLSA DE ENERGIA.....</b>	<b>81</b>
7.1 ANALISIS DE LAS TARIFAS DE LA ENERGIA ELECTRICA ANTES DE LA PUESTA EN FUNCIONAMIENTO DE LA BOLSA.....	81
7.2 ANALISIS DE LAS TARIFAS DE LA ENERGIA ELECTRICA DESPUES DE LA PUESTA EN FUNCIONAMIENTO DE LA BOLSA.	84
7.2.1 Intercambios Comerciales En La Bolsa.....	84
7.2.2 Evolución de la Bolsa de Energía.....	84
7.2.3 Contratos de Compra de Energía.....	89
7.2.4 Tarifas de Energía Eléctrica.....	90
<b>8. MERCADOS, RIESGOS Y OPCIONES .....</b>	<b>92</b>
8.1 EL RIESGO.....	94
8.1.1 Definiciones de Riesgo.....	94
8.1.2 Tipos de Riesgo .....	95

8.2 TIPOS DE OPERACIONES PARA MANEJO DE RIESGO .....	100
8.2.1 Cobertura .....	100
8.2.2 Especulación.....	101
8.3 INSTRUMENTOS FIJOS DE GESTION DE RIESGO .....	105
8.3.1 Contratos a Plazo “FRAs”.....	105
8.3.2 El Contrato Forward-Forward.....	110
8.3.3 Maximización de utilidades para el comprador o el vendedor de un contrato FRA o FORWARD.....	111
8.4 INSTRUMENTOS VARIABLES DE GESTION DE RIESGO.....	114
8.4.1 Contrato de CAP.....	115
8.4.2 Contrato FLOOR.....	120
8.4.3 Contrato COLLAR.....	120
8.5 OPERACIONES SWAP .....	122
8.6 MERCADOS DE “COMMODITIES” Y MERCADOS DE FUTUROS.....	123
8.6.1 Contratos de Futuros.....	123
8.6.2 Requisitos para implementar un mercado de futuros en Colombia.....	134
8.6.3 Ejemplo de una operación en un mercado eléctrico a futuro.....	136
8.6.4 Diferencia entre una transacción a largo plazo y una transacción a futuro.....	136
8.6.5 El mercado de opciones financieras “CALLS y PUTS”.....	138
<b>9. APLICACIÓN DE UN MODELO QUE REDUZCA EL RIESGO EN LA COMPRA Y VENTA DE ENERGIA EN BOLSA.....</b>	<b>146</b>
9.1 OBJETIVOS DEL MODELO.....	146

9.2 MODELO COMPUTACIONAL PARA COMPRA Y/O VENTA DE ENERGÍA.....	147
9.2.1 Organización Datos Entrada.....	147
9.2.2 Elementos de Gestión de Riesgo.....	148
9.3 DIAGRAMA DE FLUJO DEL MODELO COMPUTACIONAL.....	150
9.4 CLASIFICACION DE LOS PRECIOS EN BOLSA PARA EL PERIODO COMPENDIDO ENTRE MARZO DEL 97 Y MARZO DEL 98.....	157
9.4.1 Entrada de datos de los precios de energía en bolsa.....	159
9.5 CONTRATOS A LARGO PLAZO (Cotizaciones).....	160
9.5.1 Contrato FRA 1 .....	161
9.5.2 Contrato FRA 2.....	162
9.5.3 Contrato FRA3.....	162
9.5.4 Autogeneración.....	163
9.6 CONTRATOS Y OPCIONES PARA CUBRIMIENTO DEL RIESGO .....	163
9.6.1 Contratos CAP (Techo).....	163
9.6.2 Opción CALL (venta).....	166
9.6.3 Opción PUT (venta).....	167
9.6.4 Contrato FLOOR (piso).....	170
9.6.5 COLLAR (techo y piso).....	170
9.6.6 Combinación de CALL y PUT.....	173
9.7 TEORÍA DE DECISIONES.....	174

9.8	MAXIMIZACIÓN DE UTILIDADES EN LA TABLA DE RETRIBUCIONES TOMANDO UNA DECISIÓN “BAJO RIESGO” .....	177
9.8.1	Comprador.....	178
9.8.2	Vendedor.....	179
9.8.3	Comprador vendedor.....	180
9.9	TOMA DE DECISIONES BAJO INCERTIDUMBRE.....	181
9.9.1	Comprador.....	182
9.9.2	Vendedor.....	184
9.9.3	Comprador vendedor.....	185
<b>10.</b>	<b>USOS POSIBLES DE LOS CONTRATOS DE FUTUROS EN EL SECTOR ELECTRICO COLOMBIANO.....</b>	<b>186</b>
10.1	Ejemplo para un vendedor de Energía (Generador).....	187
10.2	Ejemplo para un comprador de Energía (Comercializador).....	189
	<b>ANEXO 1. TECNICAS PARA EL PRONOSTICO DEL PRECIO DEL CONTRATO.....</b>	<b>191</b>
1.	Análisis Fundamental.....	191
2.	Análisis Técnico.....	192
	<b>ANEXO 2. CARGOS.....</b>	<b>194</b>
	<b>ANEXO 3. AGENTES DEL MERCADO MAYORISTA.....</b>	<b>195</b>
	<b>CONCLUSIONES.....</b>	<b>199</b>
	<b>BIBLIOGRAFIA.....</b>	<b>202</b>

## LISTA DE TABLAS

	<b>Pag</b>
TABLA 1. Composición de las Reservas y producción de energía -1992-.....	5
TABLA 2. Composición del sistema de Transmisión (500 - 230 kV).....	20
TABLA 3. Proyecciones de Energía Eléctrica por Escenario (GWh).....	38
TABLA 4. Incrementos Anuales Promedio de Demanda en el Periodo 1996 - 2010.....	40
TABLA 5. Proyecciones Anuales de Demanda de Potencia Máxima (MW)...	41
TABLA 6. Cargo a Generadores por uso del STN.....	58
TABLA 7. Cargos a comercializadores por uso del STN.....	59
TABLA 8. Agentes Participantes en el Mercado Mayorista hasta 20 Jul/96...	84
TABLA 9. Tipos de Contratos de Largo Plazo Utilizados en la Bolsa del 20 Julio 1995 al mes de Julio de 1996.....	90
TABLA 10. Periodos Estándar de Cotización en los Contratos FRA .....	107
TABLA 11. Protección de riesgo por contratos CAPs y un FLOORs.....	115
TABLA 12. Ocurrencia y Moda de los precios esperados en Bolsa.....	159
TABLA 13. Precios ofrecidos Generador 1.....	161
TABLA 14 Precios ofrecidos Generador 2.....	162
TABLA 15. Precios ofrecidos Generador 3.....	162

TABLA 16. Ocurrencia y Moda de los precios esperados en Bolsa con un CAP/48.....	164
TABLA 17. Máximos valores resultantes para comprar un CAP/48.....	165
TABLA 18. Ocurrencia y Moda de los precios esperados en Bolsa con un Opción PUT/20.....	168
TABLA 19. Máximos valores resultantes para comprar un PUT/20.....	169
TABLA 20. Ocurrencia y Moda de los precios esperados en Bolsa con un Collar.....	171
TABLA 21. Máximos valores resultantes para comprar un COLLAR.....	172
TABLA 22. Tabla general de retribuciones.....	176
TABLA 23. Tabla de retribuciones para un comprador.....	178
TABLA 24. Tabla de retribuciones para un vendedor.....	179
TABLA 25. Tabla de retribuciones de un comprador-vendedor.....	180
TABLA 26. Tabla de perjuicios para un comprador de energía.....	182
TABLA 27. Máximos perjuicios para un comprador.....	183
TABLA 28. Tabla de perjuicios para un vendedor.....	184
TABLA 29. Tabla de máximos perjuicios para el vendedor de energía.....	184
TABLA 30. Tabla de perjuicios para un comprador-vendedor .....	185
TABLA 31. Contrato Semana de Potencia.....	186
TABLA 32. Contrato Mes de Potencia.....	187



## LISTA DE FIGURAS

	Pag.
FIGURA 1. Reservas de Carbón en Colombia a Dic. 31 de 1995.....	6
FIGURA 2. Ubicación de las Zonas Mineras de Colombia.....	7
FIGURA 3. Sistemas de Gasoductos existentes y proyectados.....	9
FIGURA 4. Ubicación de los pozos gasíferos y del gasoducto.....	10
FIGURA 5. Reservas de Gas Natural por Cuenca a Dic. 31 de 1995.....	12
FIGURA 6. Capacidad Efectiva del Sistema Interconectado Nacional.....	15
FIGURA 7. Composición de la Capacidad Efectiva Térmica.....	16
FIGURA 8. Composición de la Capacidad efectiva según tipo de embalse.....	16
FIGURA 9. Ubicación de las Principales Centrales de Generación.....	17
FIGURA 10. Evolución de la Capacidad de Generación Efectiva Instala.....	18
FIGURA 11. Sistema de Transmisión Nacional.....	21
FIGURA 12. Evolución del Producto Interno Bruto en Colombia.....	22
FIGURA 13. Composición y Crecimiento Sectorial del PIB en 1995.....	23
FIGURA 14. Composición Sectorial PIB 1995.....	24
FIGURA 15. Crecimiento de la Población 1975 - 1995.....	25
FIGURA 16. Consumo Final de Energía por Sector.....	26
FIGURA 17. Crecimiento del Consumo de la Energía Eléctrica.....	27

FIGURA 18. Curva Típica de Demanda del SIN. 1995.....	28
FIGURA 19. Curva Típica de Demanda por Sistema. 1995.....	28
FIGURA 20. Evolución de la Demanda de Energía Eléctrica .....	29
FIGURA 21. Evolución de la Demanda de Potencia Eléctrica.....	30
FIGURA 22. Consumo de Energía Eléctrica en Colombia por Región.....	32
FIGURA 23. Consumo de Energía Eléctrica en Colombia por Sector 1995.....	32
FIGURA 24. Evolución del Embalse Agregado del Sistema Colombiano.....	36
FIGURA 25. Demanda de Energía Eléctrica Pronosticada para el Periodo 1996-2010.....	40
FIGURA 26. Esquema Institucional del Sector Eléctrico Colombiano.....	51
FIGURA 27. Zonas para la Aplicación de los Cargos por uso del STN.....	56
FIGURA 28. Funcionamiento Bolsa de Energía.....	65
FIGURA 29. Evolución de la Tarifa equivalente 1972-1992 (corto y largo plazo).....	82
FIGURA 30. Costo incremental para la hora 19 (1994).....	83
FIGURA 31. Costo Marginal del kWh en día típico 1994.....	83
FIGURA 32. Composición del Costo Medio de Energía Eléctrica en Bolsa.....	85
FIGURA 33. Comportamiento del Precio de Bolsa Promedio Jul/95 - Dic/96.....	86
FIGURA 34. Precio Ponderado Horario Jul/95 - Dic/96.....	87
FIGURA 35. Precios Móviles Jul/95 - Dic/96.....	88
FIGURA 36. Evolución de los Precios de los Contratos de Largo Plazo.....	89
FIGURA 37. Proyección de la Relación Tarifa Costo para el Usuario Final del Mercado Regulado.....	91

En la primera parte se desarrolla una síntesis de lo que significa la Bolsa de Energía en Colombia, se define cada uno de los procesos que se deben llevar a cabo para el funcionamiento de la misma, acompañada de las diferentes resoluciones que emite la CREG (Comisión Reguladora de Energía y Gas) y que encierran el marco legal que reglamenta la participación de cada uno de los agentes del mercado de energía eléctrica. Adicionalmente se ha hecho una recopilación de datos que permiten visualizar en una gráfica de precio de bolsa contra tiempo, desde el día que comenzó a funcionar en Colombia (20 de julio de 1995) hasta el 31 de diciembre de 1996, de donde se concluye que aunque hay variables que determinan el comportamiento de un precio en bolsa (aporte de plantas hidráulicas, térmicas, aporte de los ríos del Sistema de Interconexión Nacional, la demanda, entre otras), hay períodos donde la volatilidad de los precios en bolsa es muy grande, es decir, no tiene una función que defina su comportamiento de una forma aproximada (el caso presentado entre noviembre y diciembre de 1995).

Todo lo anterior representa un riesgo para los participantes del mercado, y este riesgo se ve reflejado en las pérdidas económicas que puede causar una transacción en la Bolsa.

Para estimular la participación de los diferentes agentes del Mercado Mayorista, en realizar sus transacciones en bolsa, se proponen en éste trabajo algunas formas de "cubrimiento de riesgo", "especulación" y "Mercados de

FIGURA 38. Período de duración de un FRA. Seis contra nueve (meses).....	107
FIGURA 39. Compra de un contrato FRA.....	108
FIGURA 40. Venta de un contrato FRA.....	108
FIGURA 41. Cobertura CAP.....	116
FIGURA 42. Cobertura CORRIDOR.....	119
FIGURA 43. Cobertura FLOOR.....	120
FIGURA 44. Cobertura COLLAR.....	121
FIGURA 45. Compra de Opciones CALL y PUT.....	141
FIGURA 46. Venta de Opciones CALL y PUT.....	142
FIGURA 47. Opciones CALL y PUT.....	145
FIGURA 48. Histograma de Frecuencias para el período Mar/97 - Mar/98.....	160
FIGURA 49. Porcentajes de Distribución de Ingresos por Uso STN. 1996.....	198

## **1. INTRODUCCION**

Desde hace unos años el país se encuentra en un proceso de apertura de mercados y modernización en todos los sectores, que ha implicado la adopción de ciertas medidas. Dentro de esas medidas se encuentra la libre competencia, el aumento de la productividad, la confiabilidad, la optimización de los recursos disponibles y el respeto al medio ambiente.

A partir de la vigencia de la Ley 142 del 11 de Julio de 1994 ( Ley de Servicios Públicos), la Ley 143 del 11 de Julio de 1994 ( Ley Eléctrica) y la Ley 286 del 3 de Julio de 1996, el Sector eléctrico colombiano sufrió un cambio radical que afectó todos sus procesos, metodologías, filosofías y concepciones.

Este proyecto pretende abordar una parte del Sector Eléctrico que es el de los comercializadores , es decir, el problema de la compra y venta de la energía por los usuarios no regulados (industria) en la Bolsa, dentro de un marco de libre competencia, que tenga en cuenta las diferentes restricciones que se puedan presentar, y así poder determinar cuál es la compra más favorable para un día y una hora determinada.

Futuros” (Commodities). Esto con el objeto de tomar una decisión bajo riesgo que maximice las utilidades en las diferentes transacciones que se puedan realizar en la Bolsa de Energía. Además, se hace una adaptación de los diferentes tipos de contratos y el uso de opciones utilizados en los mercados financieros al mercado de la Energía Eléctrica.

La implantación de todos estos nuevos sistemas de gestión de riesgo, traen consigo gran incertidumbre para los compradores y vendedores de energía eléctrica, debido a la falta de experiencia en un sistema tan particular como el colombiano.

## **2. DESCRIPCION SISTEMA NACIONAL**

### **2.1 RECURSOS ENERGÉTICOS**

#### **2.1.1 Hidrológicos.**

En Colombia El Sistema Eléctrico, está caracterizado por su alta dependencia de la generación hidroeléctrica. Este factor hacen de la hidrología una de las variables mas relevantes y significativas en la determinación del precio de la energía eléctrica.

Lo anterior ha sido causa para realizar estudios, seguimientos y análisis de los fenómenos climatológicos, tal como El Niño Oscilación del Sur (ENOS), que afecta en gran medida el régimen de lluvias en nuestro país.

En 1995 los aportes hidricos totales alcanzaron 32,309 GWh que representan el 80.3% de la media histórica multianual de los últimos cuarenta años, inferior a la medida de 1994 (95.5%) y 1993 (88.3%)(<sup>1</sup>).

---

<sup>1</sup> Informe de Operación de ISA 1995

## 2.1.2 Combustibles.

Colombia es rico en combustibles fósiles, considerándolo dentro de las reservas probadas susceptibles de explotar.

<b>Miles de Teracalorías</b>					
	<b>Reservas</b>	<b>%</b>	<b>Producción</b>	<b>%</b>	<b>P/R</b>
Petróleo	4,841	8.4%	222	50.3%	4.6%
Gas Natural	1,942	3.4%	42	9.5%	2.2%
Carbón	38,331	66.9%	155	35.1%	0.4%
Hidroelectricidad	12,202	21.3%	22	5.0%	0.2%
<b>TOTAL</b>	<b>57,316</b>	<b>100.0%</b>	<b>441</b>	<b>100.0%</b>	<b>0.8%</b>

Fuente : Tesis de Grado, Ing. Carlos Romero, Unisalle, 1996.

TABLA 1. Composición de las Reservas y producción de energía -1992-

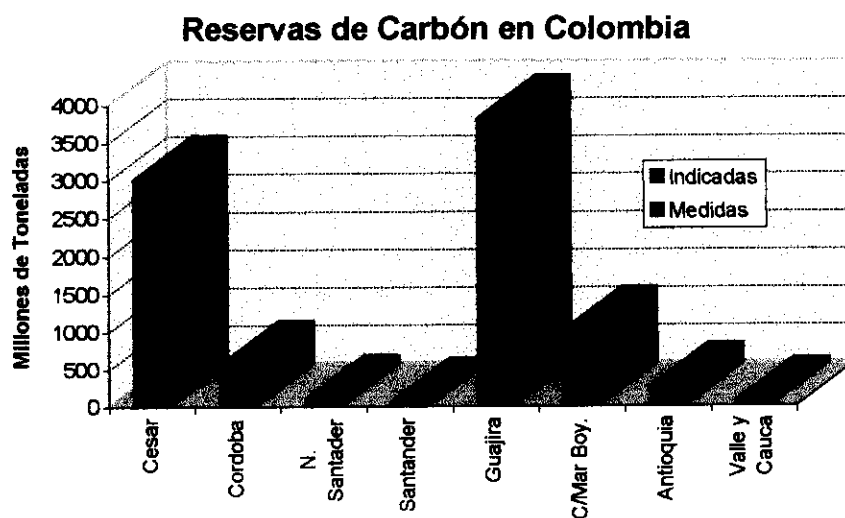
### 2.1.2.1 Carbón

Colombia ocupa el primer lugar en Latinoamérica en cuanto a potencial carbonífero, distribuido en las tres cordilleras (Oriental, Central y Occidental). Sus características físico-químicas lo convierten en uno de los mejores carbones a nivel mundial, lo que le ha permitido al país competir con éxito en los mercados internacionales. La calidad del carbón colombiano para actividades industriales y energéticas es alta ; en promedio de 8,000 kcal/Kg.



Las reservas medidas<sup>(2)</sup> se estiman en la actualidad en 6,637 millones de toneladas métricas, mientras que las reservas indicadas<sup>(3)</sup> están en el rango de los 1,831 millones de toneladas métricas.

La Figura 1 muestra la distribución regional de las reservas medidas e indicadas de carbón en el país.



Fuente : Plan de Expansión - UPME. 1996

FIGURA 1. Reservas de Carbón en Colombia a Dic. 31 de 1995

<sup>2</sup> Corresponden a las reservas económicamente extraíbles usando las tecnologías existentes y cuya cantidad es estimada con base en la evidencia geológica soportada por medidas de ingeniería.

<sup>3</sup> Que incluyen recobros adicionales de depósitos conocidos - en exceso de las reservas medidas - las cuales se determinan con conocimiento de ingeniería.

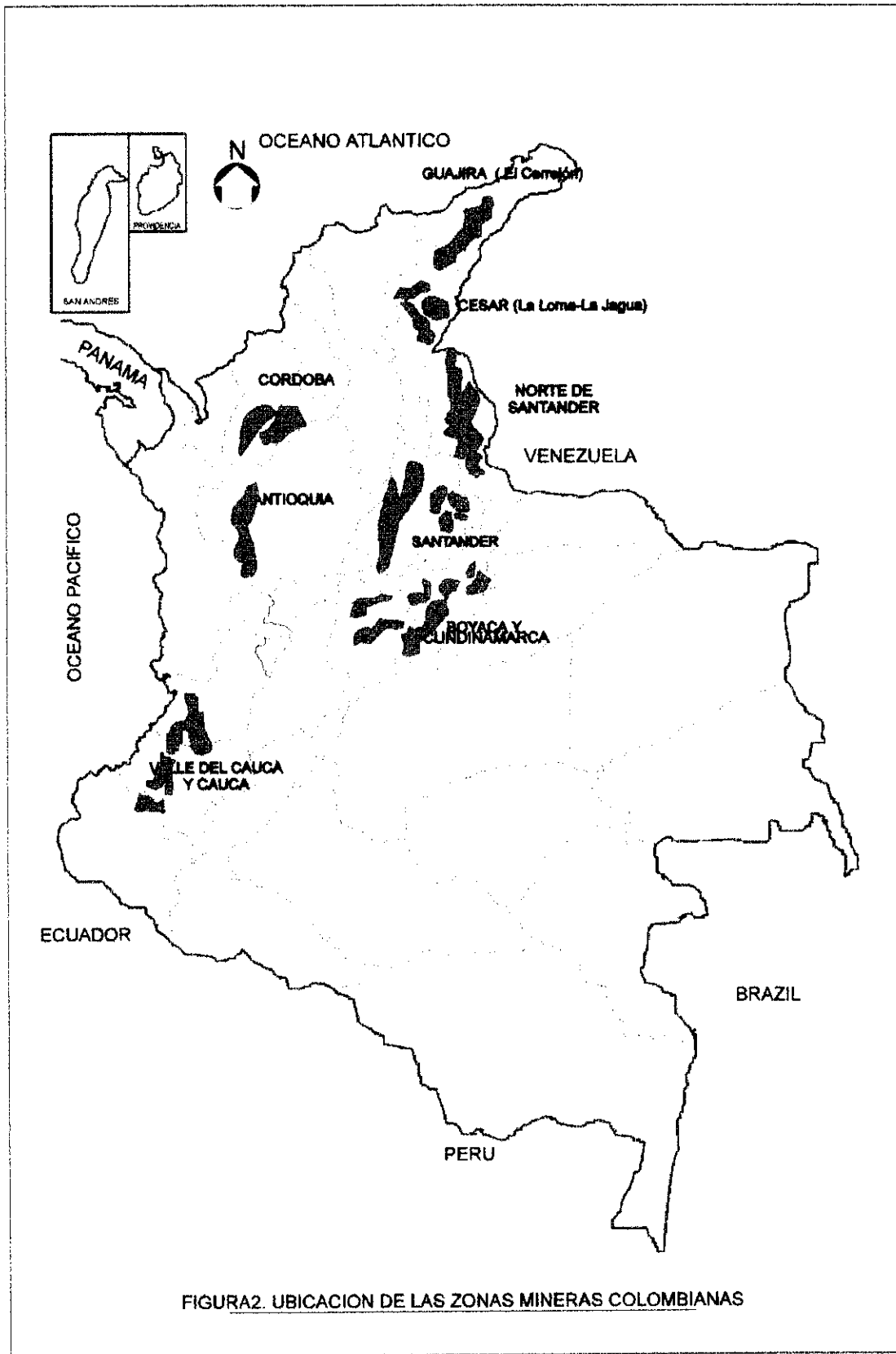


FIGURA2. UBICACION DE LAS ZONAS MINERAS COLOMBIANAS

Existen 8 zonas mineras de gran importancia distribuidas en el territorio nacional así: Cerrejón (Guajira), La Jajua - La Loma (Cesar), Guaduas (Cundiboyacense), San Jorge (Córdoba), Los Cuervos (N. de Santander), Amagá - Titiribí (Antioquía), San Luis (Santander) y el Hoyo (Cauca). Las mayores concentraciones de reservas están ubicadas en la Costa Atlántica donde alcanzan el (88 %).

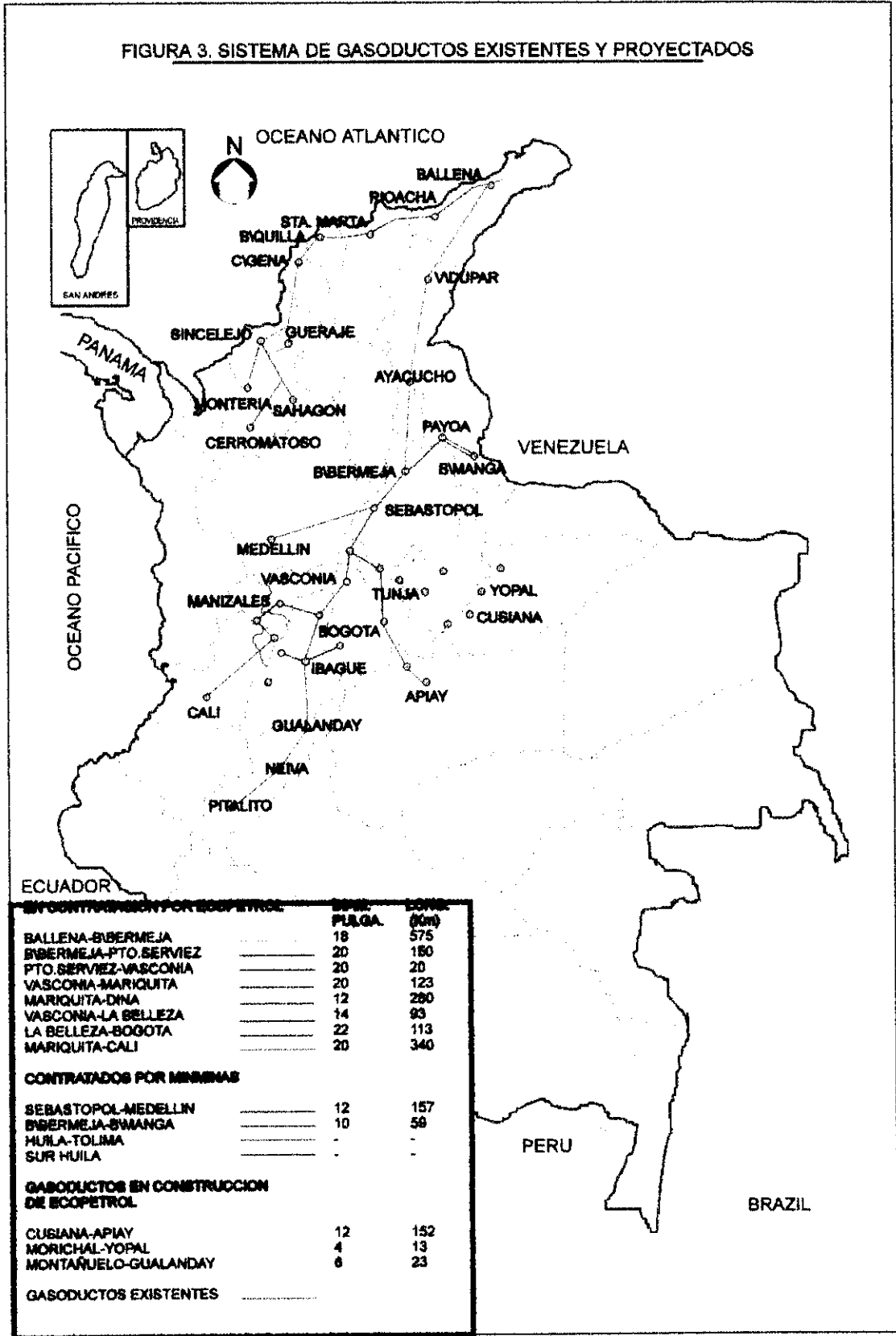
Cabe destacar que gran parte de la producción de Boyacá, Cundinamarca y Valle (83%) está destinada a atender la generación eléctrica. Con el ritmo de producción de 1995 se estima una relación de reservas medidas/producción de 255 años.

#### **2.1.2.2 Gas.**

El uso intensivo del gas natural como combustible para poder operar plantas termoeléctricas se inició a finales de los años setenta en la Costa Atlántica, con el descubrimiento de yacimientos de gas en la Guajira. A partir de este momento se inicia una estrategia de sustitución del fuel oil utilizado en la industria y en el sector eléctrico.

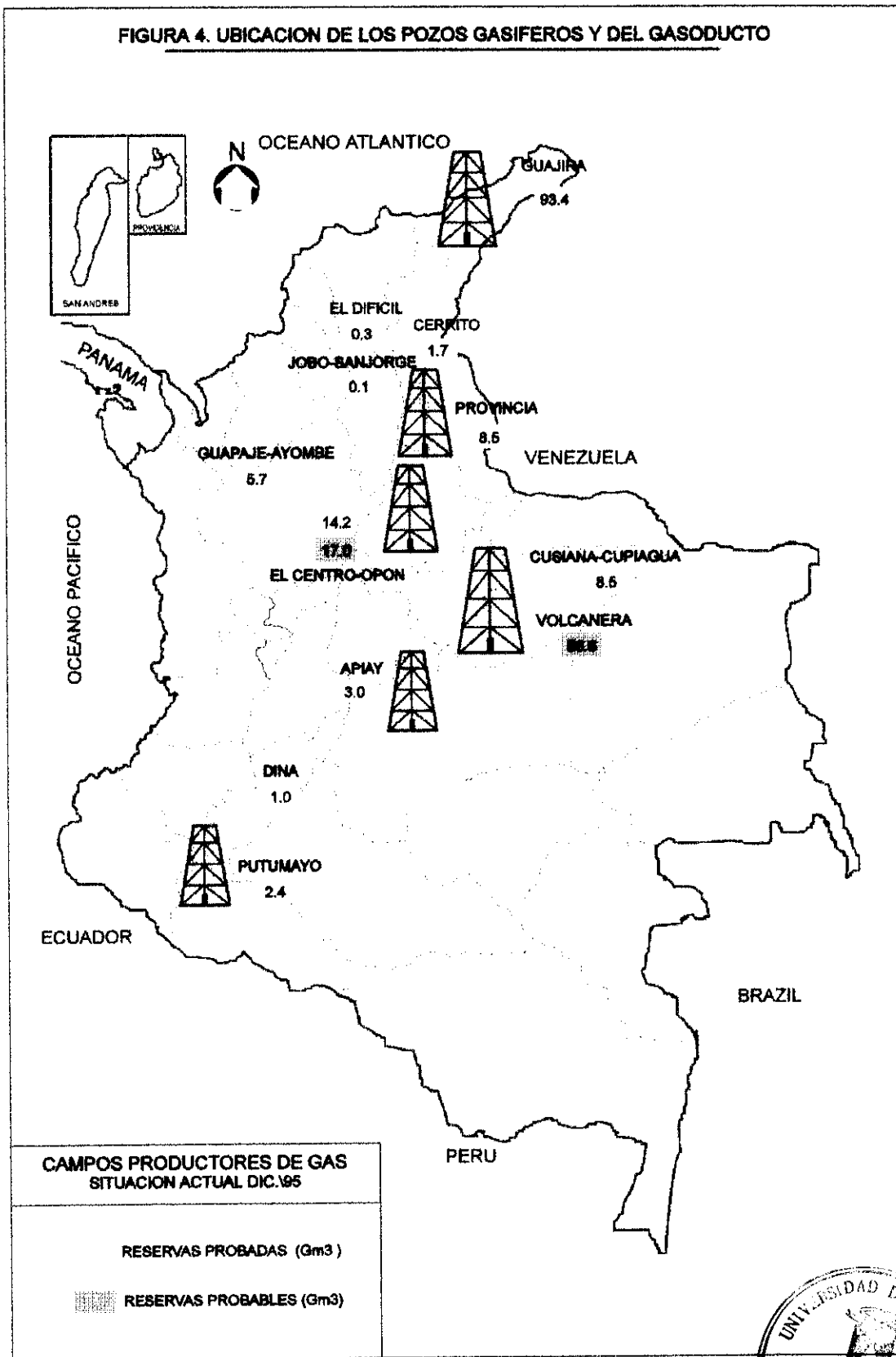
Las principales zonas de producción de gas son: Guajira, Cusiana y Cupiagua, Güepajé - Ayombe, Provincia, Opón y Volcaneras. Estos y otros nuevos hallazgos han fortalecido la política de masificación del consumo del

FIGURA 3. SISTEMA DE GASODUCTOS EXISTENTES Y PROYECTADOS



CONTRATADOS POR ECOPETROL		
	DIAM.	LONG.
	PULG.	(Km)
BALLENA-EBERMEJA	18	575
EBERMEJA-PTO. SERVIEZ	20	180
PTO. SERVIEZ-VASCONIA	20	20
VASCONIA-MARIQUITA	20	123
MARIQUITA-DINA	12	290
VASCONIA-LA BELLEZA	14	93
LA BELLEZA-BOGOTA	22	113
MARIQUITA-CALI	20	340
CONTRATADOS POR MINEMAS		
SEBASTOPOL-MEDELLIN	12	157
EBERMEJA-BMANGA	10	59
HUILA-TOLIMA	-	-
SUR HUILA	-	-
GASODUCTOS EN CONSTRUCCION DE ECOPETROL		
CUSIANA-APIAY	12	152
MORICHAL-YOPAL	4	13
MONTAÑUELO-GUALANDAY	6	23
GASODUCTOS EXISTENTES		

**FIGURA 4. UBICACION DE LOS POZOS GASIFEROS Y DEL GASODUCTO**



gas, cuyo objetivo fundamental es desarrollar una matriz de consumo de energéticos más eficientes y económica para el país.

Es el segundo recurso energético con mayor cantidad de reservas probadas, las cuales hacen a 8,300 GPC, y podrían estas aumentar a más de 12,000 GPC con los recientes yacimientos descubiertos.

Si bien existen buenas expectativas sobre las reservas de gas en Colombia, para la estructuración de un plan a largo plazo se consideró conveniente partir de cifras confirmadas o con alta probabilidad de confirmarse. Estas reservas están ubicadas en las cuencas de la Guajira, Valle Inferior del Magdalena (VIM), Valle Medio del Magdalena (VMM), Valle Superior del Magdalena (VSM) y de los Llanos Orientales, y están estimadas en : Reservas probadas<sup>(4)</sup> de 7,747 GPC<sup>(5)</sup> y probables<sup>(6)</sup> de 3,721 GPC, para un total de 11,468 GPC.

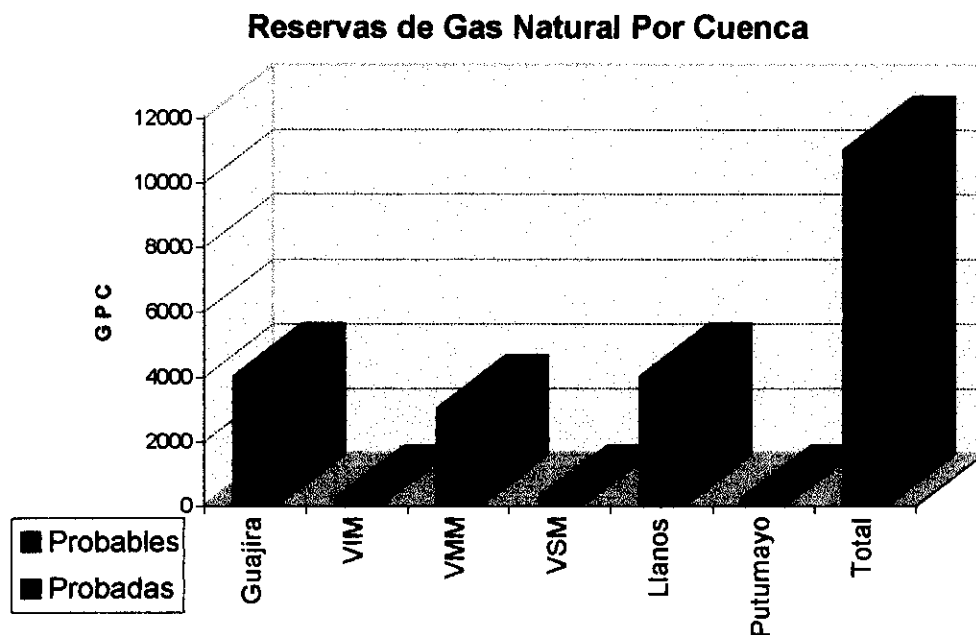
Esta información es suministrada por ECOPEPETROL y se puede apreciar en la Figura 5 :

---

<sup>4</sup> Se calculan con base en análisis de datos geológicos y de ingeniería que demuestran que el gas es recuperable en las condiciones económicas y de operación existentes.

<sup>5</sup> GPC : 10<sup>9</sup> pies cúbicos.

<sup>6</sup> Son los resultados de una suposición realista acerca de los volúmenes que serán recuperados de campos conocidos y se basan en las características de los depósitos.



Fuente : Plan de Expansión - UPME. 1996

FIGURA 5. Reservas de Gas Natural por Cuenca a Dic. 31 de 1995

### 2.1.2.3 Derivados del Petróleo.

Otra posibilidad de suministro energético para generación eléctrica, están en los crudos pesados, tales como el Crudo Castilla. Este energético tiene algunas restricciones de tipo ambiental que al ser superadas tecnológicamente, lo podrían convertir en una fuente atractiva para el desarrollo de proyectos, por su relativa abundancia y precios competitivos.

Las reservas de crudos pesados están ubicadas en los Llanos Orientales y el Valle Medio del Magdalena. A diciembre de 1995 se estimaron unas reservas probadas de 250 millones de Barriles de crudo pesado.

Otras alternativas están en estudio tales como las que está desarrollando ECOPETROL a través del Instituto Colombiano del Petróleo que investiga el desarrollo de mezclas de crudos con agua y de crudos con carbón y agua, las cuales pueden constituirse en una alternativa económicamente interesante para la generación de energía eléctrica en el futuro. Actualmente estas investigaciones ya superaron la fase piloto y se está evaluando su factibilidad técnica y económica para su uso a gran escala.

## **2.2 SISTEMA ELÉCTRICO**

El Sistema Interconectado Nacional corresponde a todos los equipos eléctricos del país que comparten la misma frecuencia eléctrica., ésta cubre cerca del 42% del territorio colombiano, en la cual vive el 95% de la población. El restante 58% de la extensión del país es parcialmente servida por la interconexión y por pequeñas plantas locales de generación.



### **2.2.1 Generación.**

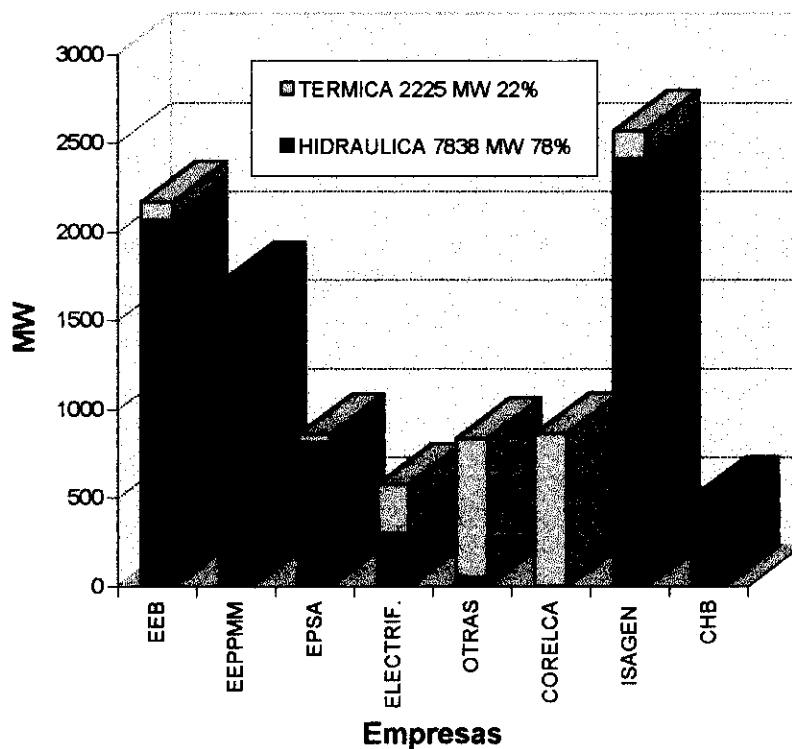
La generación total del SIN fue de 41,752 GWh en 1995, de los cuales 31,771 GWh (76%) se generaron con las plantas hidráulicas y 9,803 GWh con plantas térmicas (23%). Además se cuentan con dos interconexiones con Venezuela que permite importar cerca de 200 MW adicionales.

El 25.5% de la capacidad total de generación pertenece a ISAGEN, el 21.5% a EEB, el 17.0% a EPM, el 8.6% a CORELCA, el 8.5% a EPSA y el restante 18.9% a CHB, Electricificadoras, Ecopetrol y Privados. Ver Figura 6.

La disponibilidad promedio de las plantas hidráulicas fue del 85% y de las térmicas del 72%. La generación hidráulica fue de 31,771 GWh, para un factor de utilización del 46%. La generación térmica fue de 9,803 GWh, para un factor de utilización del 49%.

Durante los primeros meses de 1996 entraron en operación 100 MW térmicos en la Costa Atlántica con lo que se incrementa la capacidad efectiva del sistema. Así mismo en el mes de Agosto de 1996 entraron 291 MW del proyecto TEBSA, con lo cual la capacidad instalada volvió a aumentar para garantizar la atención confiable de la demanda.

### Capacidad Efectiva del SIN



\* Otros incluye : ICEL, Privada, Min-Hacienda

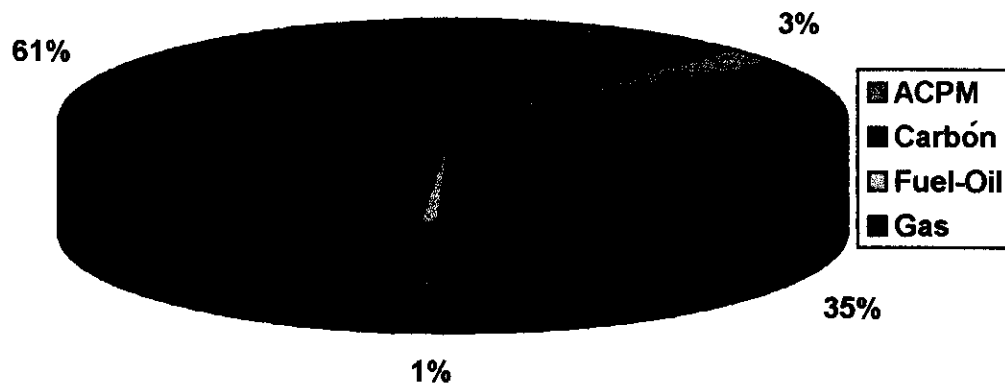
\*\* Electrificadoras incluye : CHEC/CQR, Tolima-Huila-Caqueta, CEDELCA-CEDENAR y NORDESTE

Fuente : Informe de Operación ISA. 1995

FIGURA 6. Capacidad Efectiva del Sistema Interconectado Nacional.

El parque generador hidráulico, en su mayoría, cuenta con embalses de regulación mensual y anual.

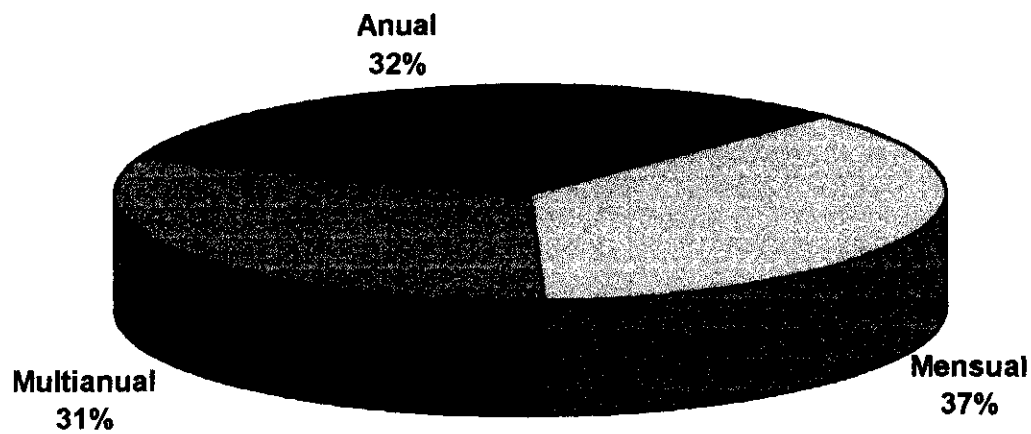
### Composición de la Capacidad Efectica Térmica



Fuente : Informe de Operación ISA. 1995

FIGURA 7. Composición de la Capacidad Efectiva Térmica

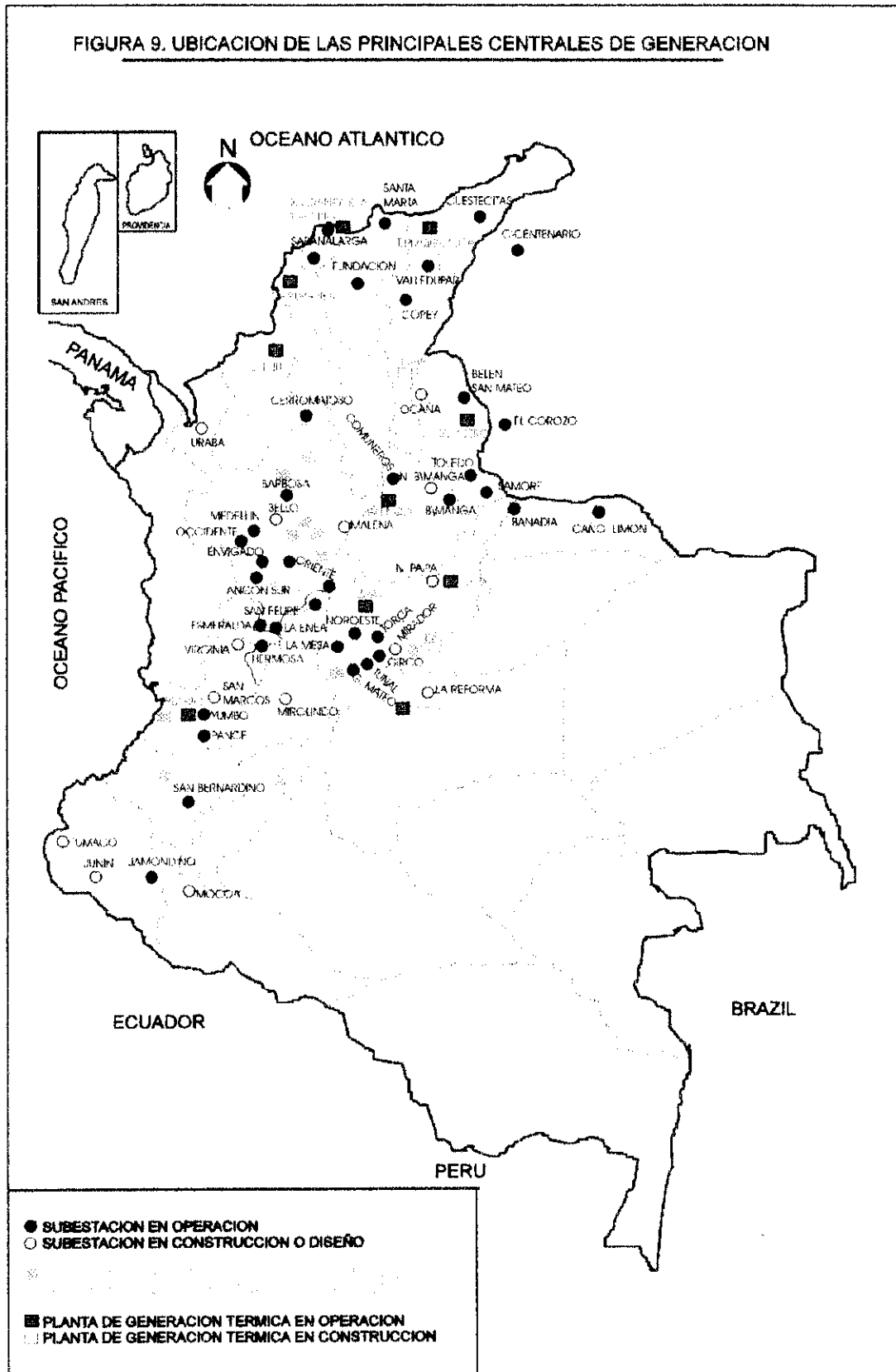
### Distribución Según Tipo de Embalse



Fuente : Informe de Operación ISA. 1995

FIGURA 8. Composición de la Capacidad efectiva según tipo de embalse.

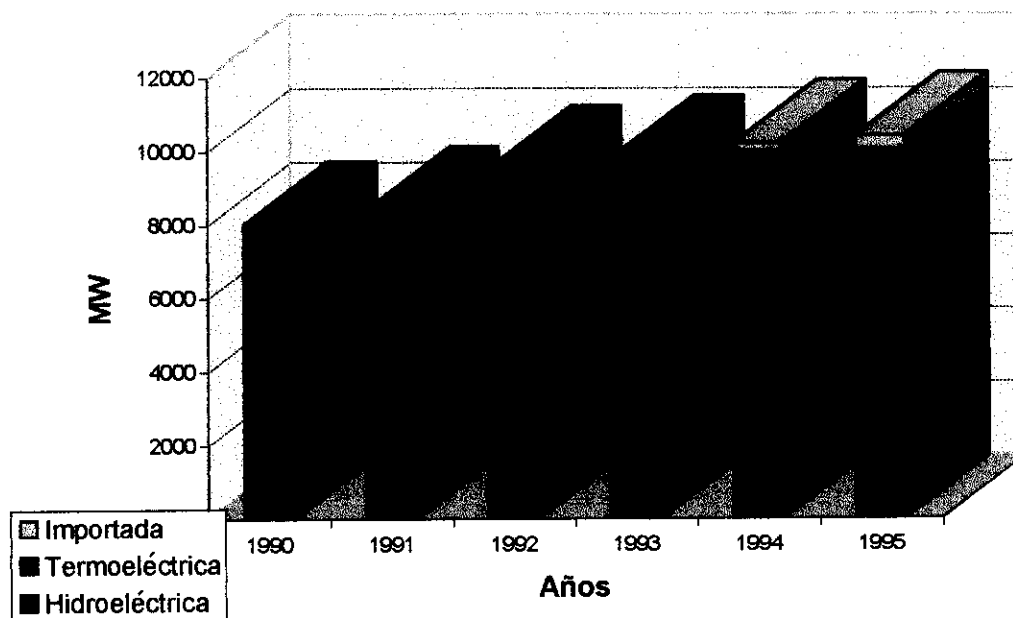
FIGURA 9. UBICACION DE LAS PRINCIPALES CENTRALES DE GENERACION



La disponibilidad promedio día de las plantas hidráulicas fue del 85.2% de la capacidad efectiva hidráulica, presentando incrementos del 6.7% con respecto a 1994 y del 6.3% con respecto a 1993. La disponibilidad media mensual se mantuvo en el rango comprendido entre 81.8% y 88.6%.

En cuanto a las plantas térmicas, estas presentaron una disponibilidad promedio día del 70.4% de la capacidad efectiva térmica, superior a los 68.5% y 66.5% presentados en los años de 1994 y 1995, respectivamente. La disponibilidad se mantuvo en el rango comprendido entre 62.8% y 79.7%.

### Evolución de la Capacidad de Generación



Fuente : Plan de Expansión - UPME. 1996

FIGURA 10. Evolución de la Capacidad de Generación Efectiva Instalada

### **2.2.2 Transmisión.**

El Sistema de Transmisión Nacional está conformado por dos áreas eléctricas (centro del país y costa Atlántica), las cuales se encuentran interconectadas por medio de líneas a 500 kV. El STN en la actualidad cuenta con 66 subestaciones a 230 kV y 4 Subestaciones a 500 kV.

Los sistemas eléctricos colombianos y venezolanos se encuentran interconectados desde 1992 a través de una línea de transmisión a 230 kV, que tiene como propósito mejorar la confiabilidad del suministro de energía, incrementar la posibilidad de optimización de recursos energéticos y servir como soporte en caso de emergencia. A comienzos del año de 1996 entró en operación una nueva interconexión, entre San Mateo (Colombia) y el Corozo (Venezuela), con el cual se alcanza cerca de 200 MW de capacidad potencial de importación del vecino país.

El Sistema de Transmisión Nacional está compuesto por 9,130 km de circuitos a 220 - 230 kV y 1,065 km a 500 kV. La capacidad medida de transformación del STN hacia los niveles de tensión inferiores a 220 kV es de 8,980 MVA.

El mayor sistema de transmisión que hay en el país es el de ISA, que posee 7,106 km de líneas, equivalentes al 69.7% del total nacional. Además, es el único sistema con transmisión a 500 kV.

El STN es un sistema multipropietario conformado por 10 empresas transportadoras de energía y cuya coordinación está a cargo del Centro Nacional de Despacho CND y de los Centros Regionales de Despacho (EEB, CORELCA, EPM y EPSA).

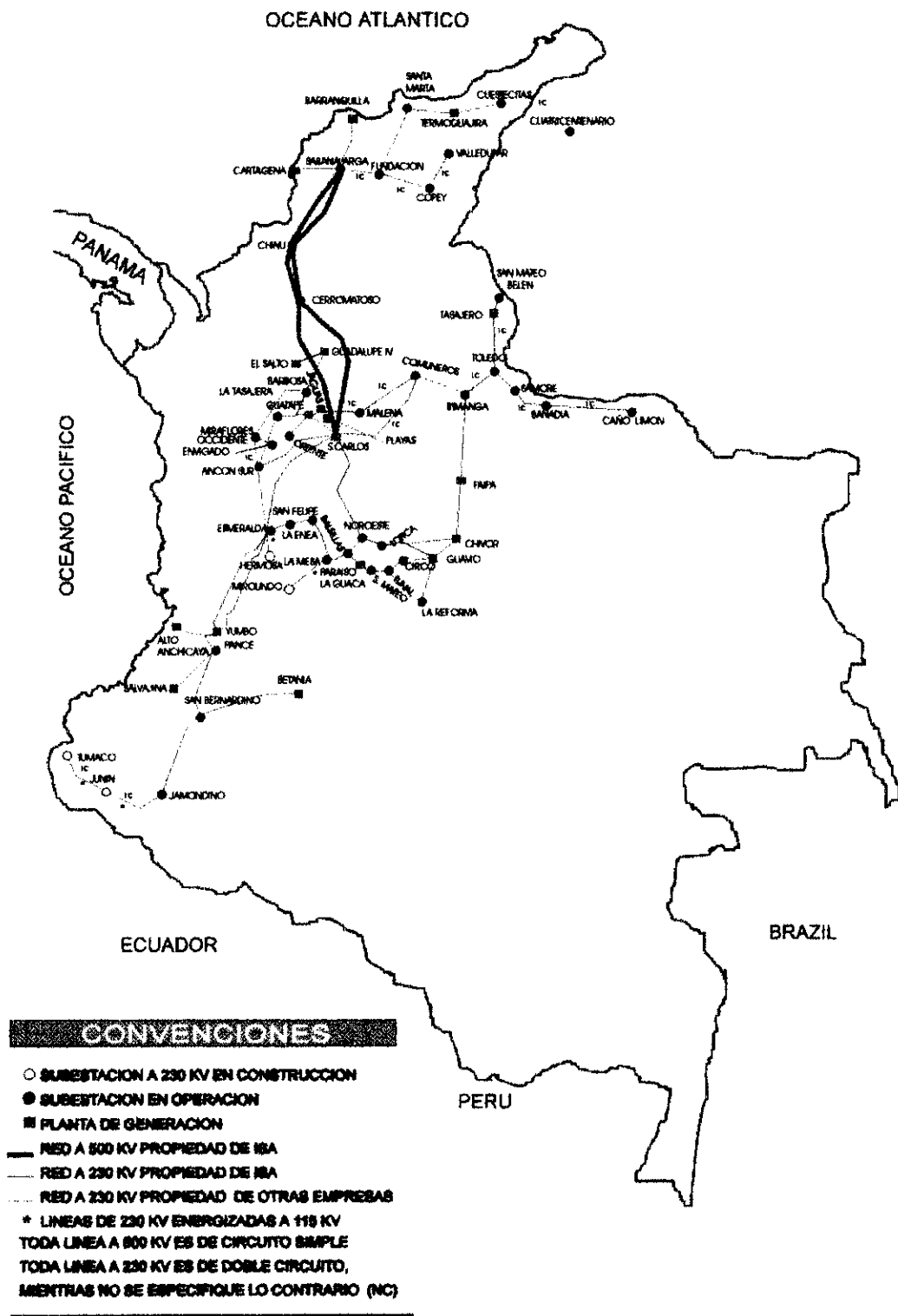
<b>Sistema</b>	<b>Longitud Total (km)</b>	<b>Parte Porcentual</b>
ISA	7,106	69.7%
EPM	593	5.8%
CORELCA	1,027	10.1%
EEB	692	6.8%
NORDESTE	331	3.2%
EPSA	446	4.4%
<b>TOTAL</b>	<b>10,195</b>	<b>100.0%</b>

Fuente : Informe Anual ISA. 1994

TABLA 2. Composición del sistema de Transmisión (500 - 230 kV)

La Costa Atlántica se une con el centro del país con dos líneas a 500 kV que tienen una longitud total de 1,065 km y van desde la subestación Sabanalarga a la subestación San Carlos.

**FIGURA 11. UBICACION GEOGRAFICA DEL SISTEMA DE INTERCONEXION**

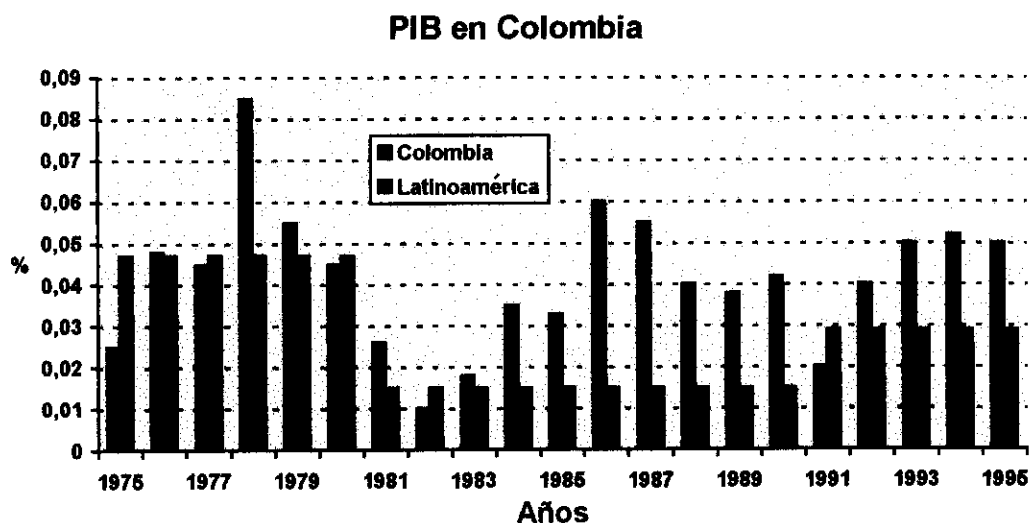




### 3. ASPECTOS ECONOMICOS Y EVOLUCION DE LA DEMANDA

#### 3.1 CRECIMIENTO ECONÓMICO

A lo largo de los años 80 y en los comienzos de los años 90, la economía colombiana presentó índices de crecimiento de 3.7% anual promedio, sin cambios relevantes en su estructura, salvo el incremento de la participación de los sectores mineros, servicios y construcción. En 1995 la tasa de crecimiento de 5.3% mantiene el ritmo alcanzado desde 1993 y se compara favorablemente con otros países de Latinoamérica, tal como se observa en la Figura 12.



Fuente : Plan de Expansión - UPME. 1996

FIGURA 12. Evolución del Producto Interno Bruto en Colombia.

Sectorialmente, se resalta en el año de 1995 el crecimiento del 17.4% en el PIB minero y petrolero, como resultado de la entrada en producción de Cusiana y el favorable desempeño del carbón y el níquel. No obstante la situación de orden público, el sector agrícola tuvo un crecimiento de 5.6% propiciado por el aumento en los productos no transables. El crecimiento de apenas 2.9% en el sector industrial fue el resultado, en gran medida, de las altas tasas de interés, las cuales afectaron la demanda de bienes durables y de los proyectos de expansión industrial. Otro factor que afectó este sector fue la competencia desleal del contrabando. Si bien la construcción de vivienda se contrajo en 3%, hubo también un aumento en las inversiones en obras civiles por parte del Estado. El sector comercio creció en 4.9%, el financiero en 4.3%, el de telecomunicaciones el 12% y los servicios del gobierno el 8%. En las Figuras 13 y 14 se pueden ver estos resultados.

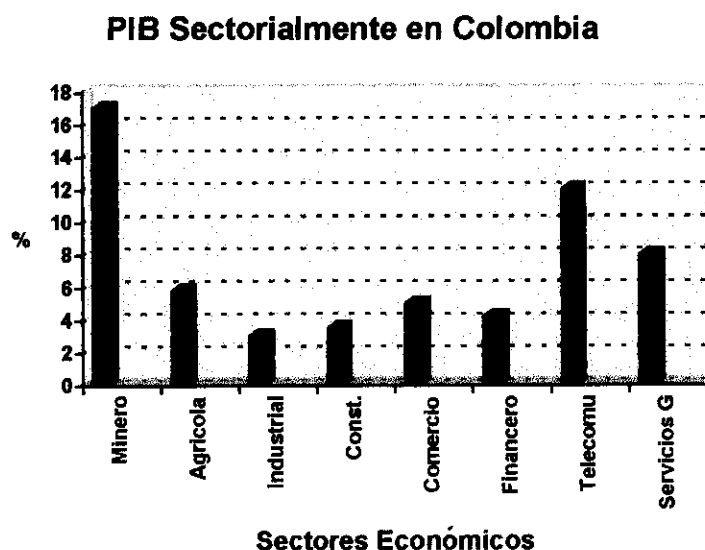
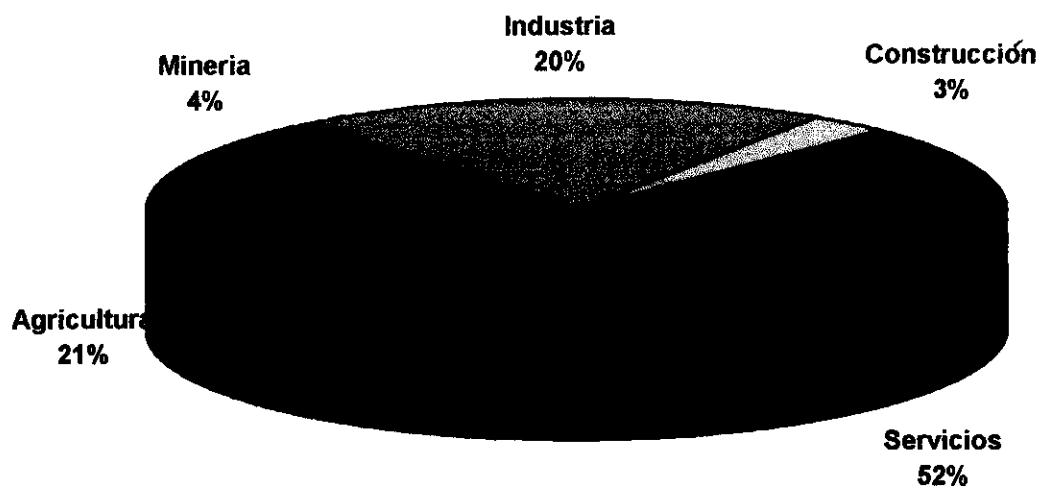


FIGURA 13. Crecimiento Sectorial del PIB en 1995

### Composición del PIB en Colombia

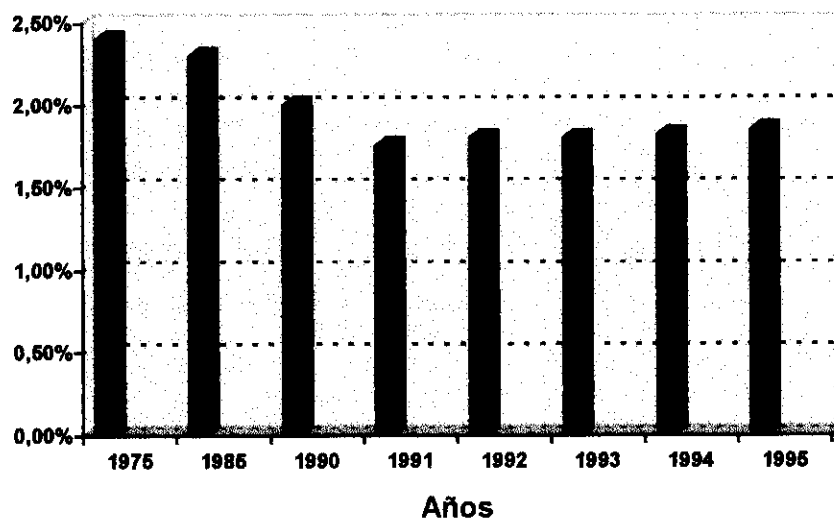


Fuente : Plan de Expansión - UPME. 1996

FIGURA 14. Composición Sectorial PIB 1995

El PIB per capita se ha visto incrementado en los últimos 15 años, habida cuenta de una tasa de crecimiento poblacional, que como se muestra en la Figura 15, ha sido inferior al 2% anual en el período. Se destaca también la extensión en el cubrimiento de servicios públicos a mayores proporciones de la población, lo cual ha permitido la elevación en la calidad de la vida. El crecimiento de los precios al consumidor en los últimos 15 años se ha mantenido en tasas anuales de 23% en promedio, aunque en 1995 bajo del 20% y en 1996 se mantuvo en este rango. El desempleo urbano, que llegó a niveles de 15% en 1985 y 1986, descendió en forma consistente hasta niveles

inferiores al 9% en los años de 1993 - 1995 ; pero teniendo un nuevo aumento en el año de 1996 donde alcanzó el 11.8%.



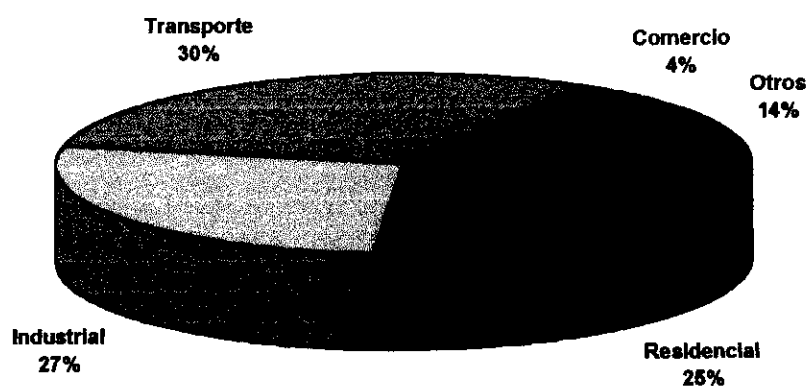
Fuente : Plan de Expansión - UPME. 1996

FIGURA 15. Crecimiento de la Población 1975 - 1995.

### 3.2 CONSUMO DE ENERGÍA

La evolución del consumo de energía en el país es el resultado de la expansión de la actividad productiva, el crecimiento de la población y del grado de urbanización. En el periodo 1975 - 1995, el consumo final de energía creció a una tasa anual promedio de 3.89%, índice ligeramente inferior al crecimiento

del PIB en el mismo período, que fue de 4.1%. En 1995, el consumo de energía final fue del orden de 267,909 Tcal y el consumo útil de 103,605 Tcal. La composición sectorial del consumo final de energía fue del 25% en el sector residencial, con una alta participación de la electricidad y aún de leña ; del 27% en el sector industrial, con una creciente participación el carbón, el gas natural y el bagazo ; del 30% en el sector transporte, con un total predominio de la gasolina y el diesel-oil ; del 4% en el sector comercial y público y 14% en otros sectores menores (minería, servicios, telecomunicaciones, entre otros), como se puede ver en la Figura 16.



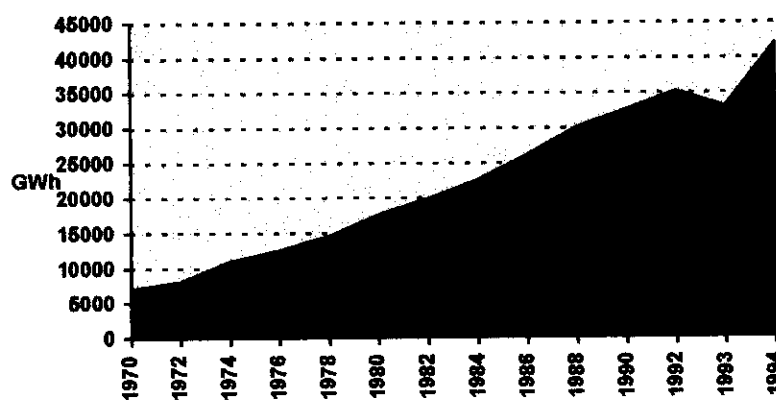
Fuente : Plan de Expansión - UPME. 1996

FIGURA 16. Consumo Final de Energía por Sector

La electricidad constituye un servicio público fundamental para el desarrollo de las actividades económicas y para el mejoramiento de los niveles de bienestar de la población y corresponde al Estado orientar y promover su abastecimiento eficiente y adecuado. El esfuerzo nacional por mejorar la cobertura del

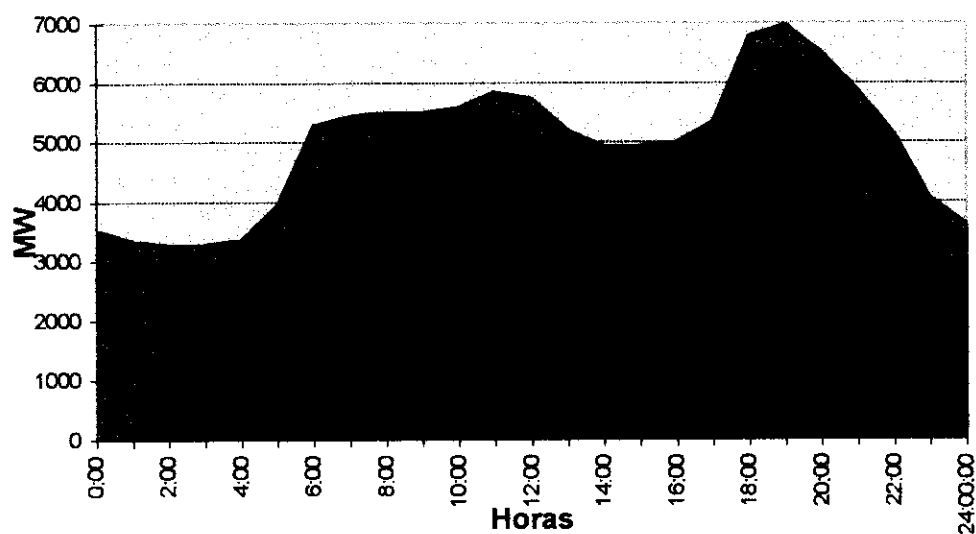
suministro eléctrico a lo largo de las últimas décadas ha sido significativo. Por ejemplo, mientras que en 1938, 48 de cada 100 hogares urbanos disponía de la electricidad y no existía cobertura rural, en 1985 el 95% de las familias urbanas y el 41% de las rurales ya contaban con el servicios eléctrico. El cubrimiento urbano y rural ha continuado en aumento y hoy en día llega al 99% de la población de áreas urbanas y 65% de la población rural. A pesar de estos innegables avances, todavía hace falta grandes esfuerzos para mejorar el servicio a los grupos más pobres de la población, en especial en las zonas rurales, y para apoyar el crecimiento de una economía dinámica y vinculada al mercado mundial.

Como se observa en la Figura 17, el consumo de la energía eléctrica se multiplico por seis veces en el periodo 1970-1995, a pasar de niveles inferiores a 10,000 GWh en 1970 a más de 40,000 GWh en los años de 1994 y 1995.



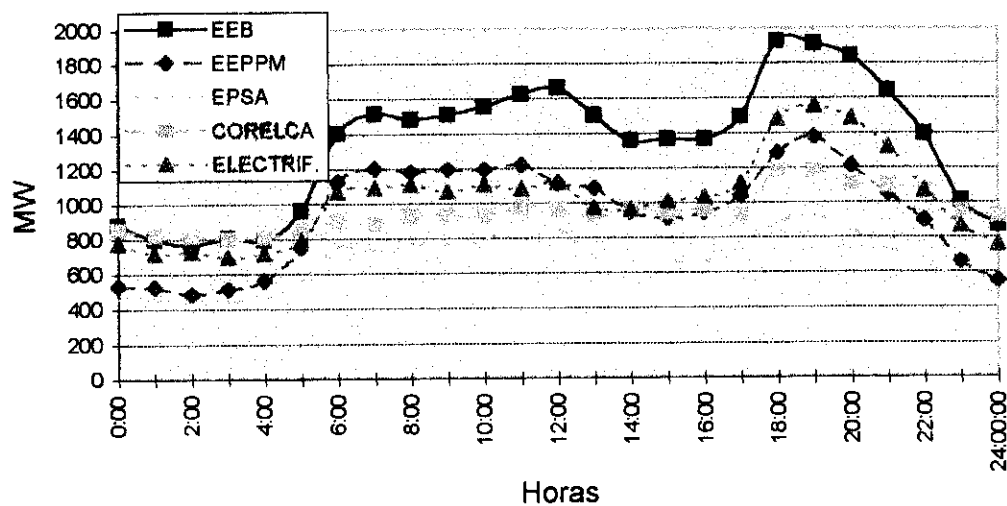
Fuente : Plan de Expansión - UPME. 1996

FIGURA 17. Crecimiento del Consumo de la Energía Eléctrica



Fuente : Informe Operación de ISA. 1995

FIGURA 18. Curva Típica de Demanda del SIN. 1995

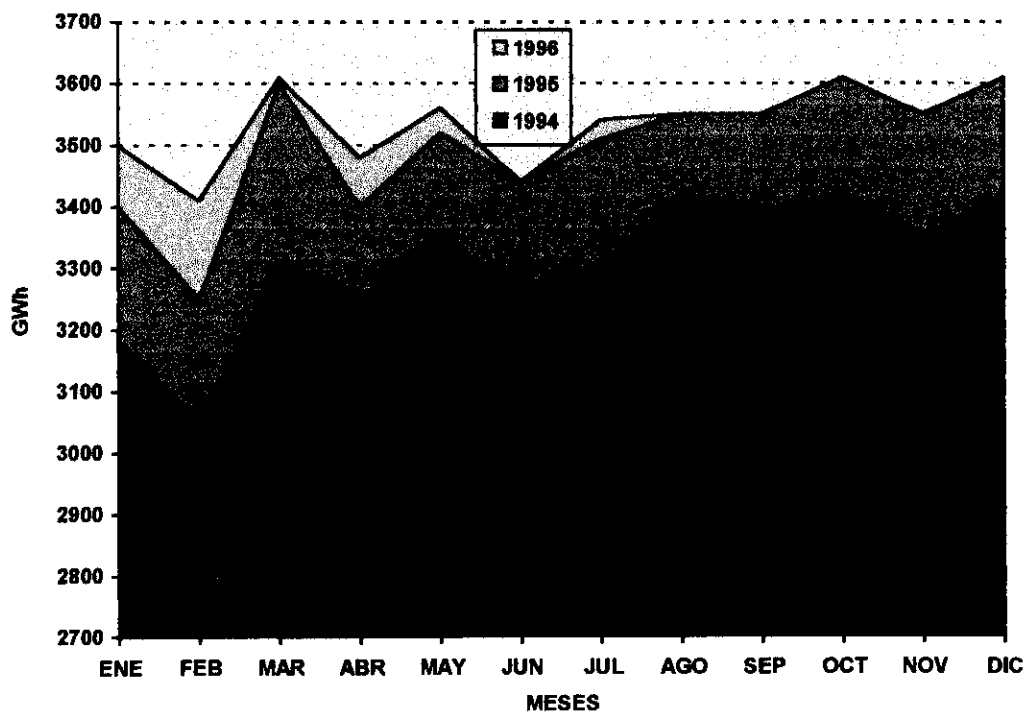


Fuente : Informe Operación de ISA. 1995

FIGURA 19. Curva Típica de Demanda por Sistema. 1995

### 3.3 EVOLUCIÓN DE LA DEMANDA DE ENERGÍA Y POTENCIA

La demanda de energía eléctrica durante 1995 tuvo un crecimiento de 5.52%, respecto al año 1994 para alcanzar un valor de 41,967 GWh. Aún cuando en los primeros meses del año 1995 se presentó un incremento significativo de la demanda, en los meses restantes se presentó un crecimiento cercano a lo esperado, como se muestra en la Figura 20.



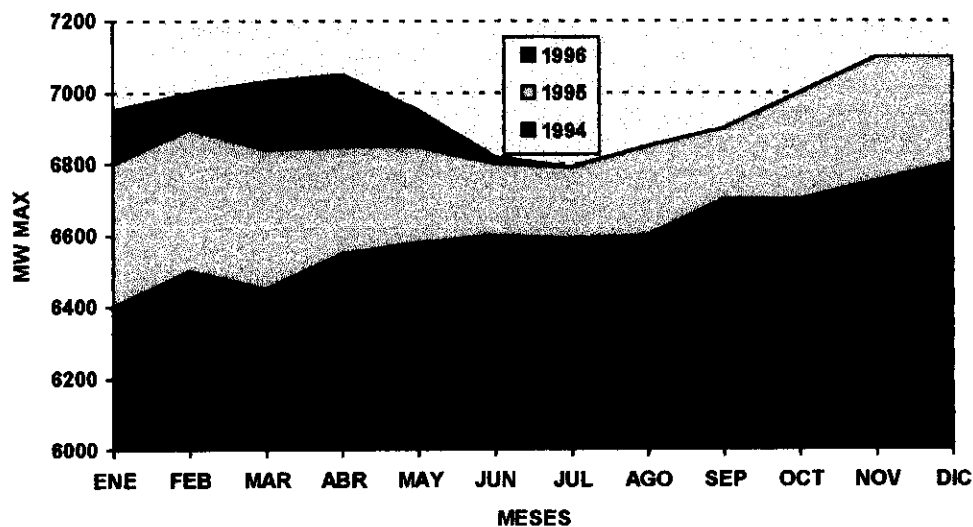
Fuente : Plan de Expansión - UPME. 1996

FIGURA 20. Evolución de la Demanda de Energía Eléctrica



La demanda fue atendida en 75.7% por generación hidráulica, 23.4% de generación térmica, 0.4% de importación de Venezuela y el 0.5% restante no pudo ser atendida, como resultado en su gran mayoría de restricciones<sup>(7)</sup> locales que no permiten al abastecimiento pleno de los requerimientos.

La demanda máxima de potencia del sistema se presentó el 6 de diciembre de 1995, con un valor de 7,130 MW, lo que representa un incremento en 1995 del 3.39% con respecto a 1994 ; su evolución a partir de 1994 se presenta en la siguiente Figura.



Fuente : Plan de Expansión - UPME. 1996

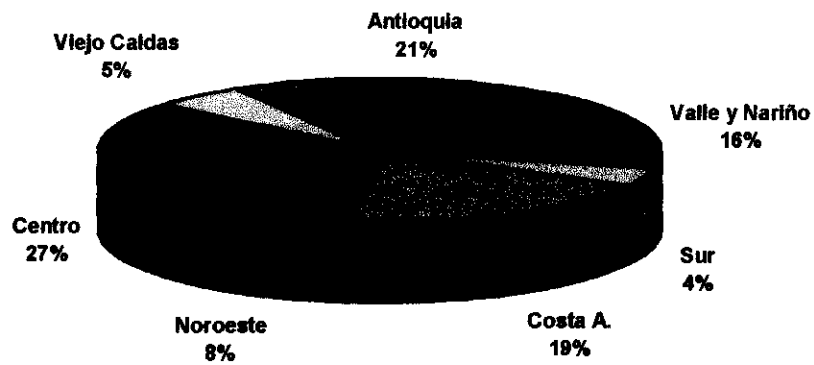
FIGURA 21. Evolución de la Demanda de Potencia Eléctrica.

<sup>7</sup> Sobrecarga de redes, capacidad de transformación superadas, fallas en la red, etc.

Durante los primeros seis meses de 1996 se presentó un bajo incremento de la demanda de energía, el cual puede ser consecuencia, entre otras razones : de la alta lluviosidad registrada durante los primeros meses del año, época tradicionalmente seca, lo que implica una reducción de los requerimientos de refrigeración y ventilación en sitios cálidos, y del riesgo de cultivos ; del desmonte de subsidios en las tarifas para el sector residencial ; de la penetración del gas natural y del gas licuado de petróleo en algunas ciudades ; y de la disminución en el crecimiento económico. El crecimiento acumulado de los doce últimos meses a julio 31 de 1996 fue de 1.58%.

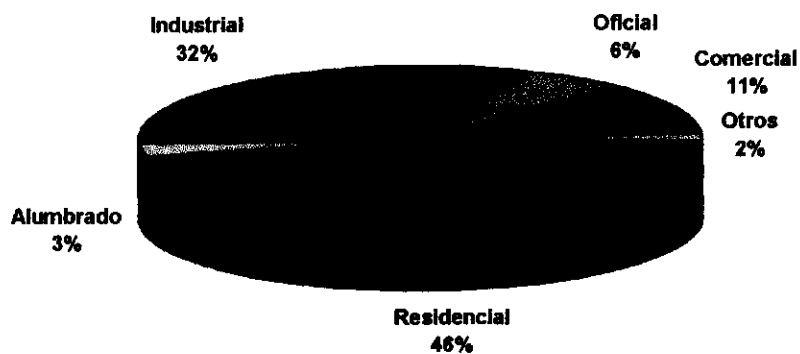
### **3.4 COMPOSICIÓN DE LA DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA**

La Figuras 22 Y 23 ilustran la composición de la demanda de energía eléctrica por región y por sector económico en el país para el año de 1995. Como se puede ver, en este año, el sector residencial sigue siendo el de mayor participación (46%), seguidos por los sectores industrial (32%) y comercial (11%).



Fuente : Plan de Expansión - UPME. 1996

FIGURA 22. Consumo de Energía Eléctrica en Colombia por Región



Fuente : Plan de Expansión - UPME. 1996

FIGURA 23. Consumo de Energía Eléctrica en Colombia por Sector 1995

### **3.5 EVOLUCIÓN ENERGÉTICA**

Los aportes hídricos totales en 1996 presentaron una gran recuperación con respecto a los años anteriores, especialmente comparado con el año de 1992, en el cual se había detectado la presencia del fenómeno meteorológico El Niño Oscilación del Sur -ENOS-.

Durante 1991 y especialmente en 1992 se presentaron disminuciones drásticas en los aportes hidrológicos del sistema, convirtiéndose el año de 1992 en el más deficitario de los registros históricos conocidos (40 años). Los aportes para ese año solo alcanzaron 64% de la media histórica.

Ante la crítica situación energética, a partir del mes de marzo de 1992, se iniciaron racionamientos de energía con un nivel del 3% de la demanda. Las reservas hidráulicas continuaron descendiendo hasta alcanzar en abril de 1992 un nivel mínimo de 1,850 GWh (15% de la capacidad del sistema), ubicando el nivel de racionamiento en el 25%.

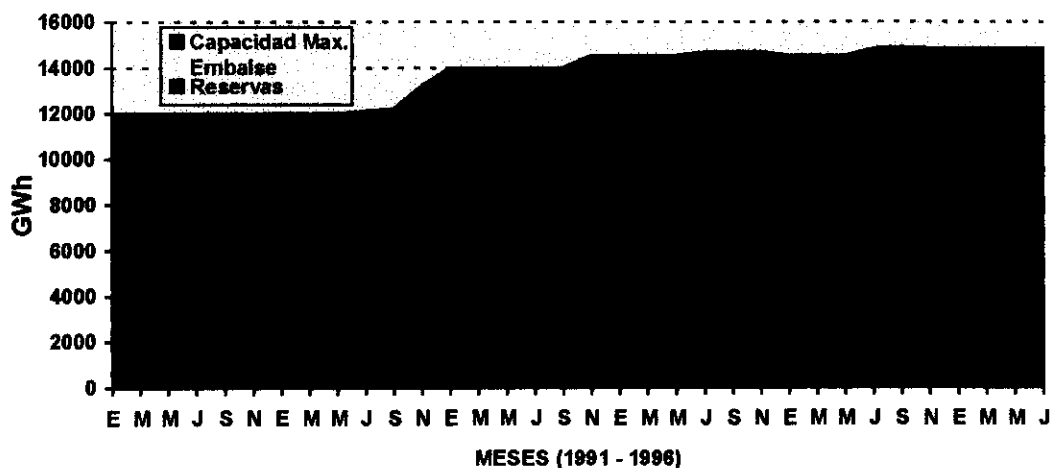
Con la entrada de Guavio y de la mayor parte de las centrales de generación del Plan de Emergencia emprendido por el Gobierno Nacional y las empresas del sector, y el aumento de los niveles de los embalses, se disminuyó gradualmente el racionamiento hasta eliminarse totalmente el 2 de abril de 1993. La magnitud

total del racionamiento de energía en 1992 y 1993 fue de 6,142 GWh, equivalente al 16% de la demanda del período de racionamiento. Durante 1994 se presenta una recuperación importante en los embalses del sistema alcanzándose al final del año un nivel superior al 94% del nivel de almacenamiento.

En 1995 los aportes hidrológicos del SIN alcanzaron un valor promedio del 80% de la media histórica, menor al promedio registrado durante 1994 donde se alcanzó un 94% de este valor.

En los primeros meses de 1995 se presentó un verano más fuerte que el del año 92, lo cual alertó la operación del sistema y permitió que el nivel del embalse agregado al final del año alcanzara el 75.66% de su capacidad que es de 14,308 GWh.

En la Figuras 24, se presenta la evolución del embalse del Sistema Interconectado Nacional, durante el período de enero de 1991 a junio de 1996.



Fuente : Plan de Expansión - UPME. 1996

FIGURA 24. Evolución del Embalse Agregado del Sistema Colombiano

Como balance general de este período enero 1991 - agosto 1996 se puede destacar :

- Incremento en la capacidad de generación del sistema de 8,356MW a 10,454 MW.
- Incremento en un 21% de la capacidad máxima embalsable del sistema, pasando de 11,772 GWh en enero de 1991 a 14,284 GWh en abril de 1996. Así mismo se mejoraron las reservas al final del período de verano (30 de abril) al pasar de 5,017 GWh en 1991 a 8,902 GWh en 1996,

correspondiente a un aumento de 77% ; las reservas a abril 30 de 1996 alcanzaron el 62% de la capacidad total.

- Incremento de la componente térmica en la generación total del sistema pasando de 1,835 MW a 2,498 MW, con un aumento del 36%. Este incremento se logro en buena medida gracias a la participación del sector Privado (Flores) y de ECOPETROL.

#### **4. PROYECCIONES DE LA DEMANDA DE ENERGIA ELECTRICA Y POTENCIA MAXIMA**

Los requerimientos de energía eléctrica y potencia máxima no se pueden establecer de manera exacta, sin embargo existen diversas metodologías analíticas, econométricas o mixtas que permiten predecir el orden de magnitud de la tasa de crecimiento en años futuros y con base en ella determinar los requerimientos de capacidad adicional en el sistema.

Dentro de la variables consideradas en las proyecciones de demanda se tienen los estimativos sobre crecimiento económico y de población elaborados por el DNP, la política tarifaria definida por la CREG, los precios de los energéticos actualmente vigentes así como su proyección en el corto y largo plazo, los cronogramas y metas revisadas del Plan de Masificación del Gas, del Plan de Uso Racional y Eficiente de la Energía y el Plan de Pérdidas.

Una vez definidas las variables se hacen sensibilidades para generar diferentes escenarios de demanda, tales como variaciones en las tasas de crecimiento del PIB, retrasos y adelantos en la política tarifaria y modificaciones en las metas de sustitución de gas y ahorro de energía.



#### 4.1 PROYECCIONES DE DEMANDA DE ENERGIA ELECTRICA

Como resultado del análisis de los diferentes escenarios se encontró que los requerimientos de energía para el período 1996 - 2010 son los siguientes<sup>(8)</sup> :

AÑO	BA JO		ME DIO		AL TO	
	Energía	Incremento	Energía	Incremento	Energía	Incremento
1996	42.465		43.877		43.877	
1997	43.506	1.041	45.851	1.974	46.062	2.185
1998	43.902	396	48.096	2.245	49.089	3.027
1999	44.346	445	50.175	2.079	51.623	2.534
2000	45.806	1.460	52.493	2.318	54.657	3.034
2001	48.442	2.636	55.224	2.751	58.076	3.419
2002	51.316	2.873	59.039	3.795	62.410	4.334
2003	54.381	3.066	62.976	3.937	66.902	4.492
2004	57.687	3.306	67.336	4.360	71.896	4.994
2005	61.278	3.591	71.919	4.583	77.135	5.239
2006	65.064	3.786	76.853	4.934	82.808	5.673
2007	69.162	4.098	82.023	5.170	88.736	5.931
2008	73.576	4.414	87.691	5.668	95.269	6.530
2009	78.058	4.482	93.532	5.841	102.077	6.808
2010	82.662	4.605	99.871	6.339	109.586	7.509

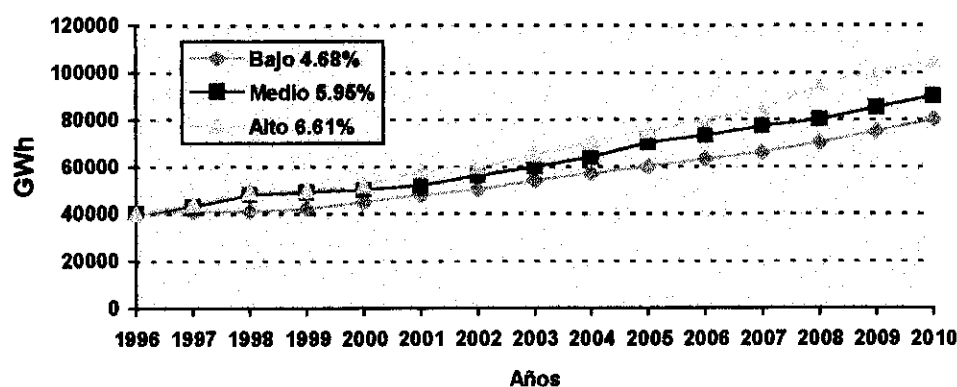
Fuente : Plan de Expansión - UPME. 1996

TABLA 3. Proyecciones de Energía Eléctrica por Escenario (GWh)

Las proyecciones de demanda de energía eléctrica en los tres escenarios definidos arrojan una franja de proyección para el periodo 1995 - 2010,

<sup>8</sup> Fuente : Plan de Expansión 1996 - 2010. UPME

limitada por un máximo crecimiento promedio anual de 6.61% y un mínimo de 4.68%, con un crecimiento esperado de 5.95% anual en el escenario medio.



Fuente : Plan de Expansión - UPME. 1996

FIGURA 25. Demanda de Energía Eléctrica Pronosticada para el Período 1996-2010.

En el escenario alto, la demanda de electricidad en el año 2010 alcanzaría un valor cercano a 110,000 GWh, es decir 2.5 veces la demanda actual. En el escenario medio se tendría en el año 2010 una demanda cercana a los 100,000 GWh, esto es una reducción de 10,000GWh al final del periodo, la cual se obtiene como resultado de aplicar los ahorros esperados de energía y potencia, derivadas de las medidas de uso eficiente de energía adoptadas por el Gobierno Nacional, a finales de 1995, específicamente en el reemplazo del alumbrado

público tradicional por tecnologías de alta eficiencia, así como la instalación de bombillos eficientes y la reducción de pérdidas en el sector residencial.

Para el escenario Bajo se tuvo en cuenta el reducido crecimiento de la demanda que se ha registrado en el presente año, así como las recientes expectativas de crecimiento económico de DNP, obteniéndose una demanda de energía eléctrica de alrededor de 82,600GWh en el año 2010. Esto equivale a una diferencia de 6,700GWh-año en el 2000 y 17,200 GWh-año en el 2010, con respecto al escenario medio.

#### 4.2 PROYECCIONES DE DEMANDA DE POTENCIA

En la Tabla 5 se resumen las necesidades promedio anual por energía y potencia en los periodos 1995 - 2000 y 2001 - 2010.

Periodo	Bajo	Medio	Alto
	<b>Potencia (MW)</b>		
1995 - 2000	163	245	377
2001 - 2010	525	707	856
	<b>Energía (GWh)</b>		
1995 - 2000	767	2.105	2.538
2001 - 2010	3.802	4.738	5.493

Fuente : Plan de Expansión - UPME. 1996

TABLA 4. Incrementos Anuales Promedio de Demanda en el Período 1996 - 2010

Una vez definidos los escenarios más probables de crecimiento de la demanda se procedió a determinar los requerimientos de potencia para los mismos periodos de tiempo, cuyos resultados se muestran en la Tabla 4 :

AÑO	BA JO		ME DIO		AL TO	
	Potencia	Incremento	Potencia	Incremento	Potencia	Incremento
1996	7.392		7.397		7.397	
1997	7.534	142	7.608	211	7.750	353
1998	7.684	150	7.880	272	8.200	450
1999	7.794	110	8.098	218	8.544	344
2000	7.949	155	8.354	256	9.015	471
2001	8.119	170	8.669	315	9.530	515
2002	8.315	197	9.245	576	10.212	682
2003	8.568	253	9.835	590	10.913	701
2004	9.047	479	10.498	663	11.696	783
2005	9.629	583	11.192	694	12.517	821
2006	10.265	636	11.947	755	13.406	889
2007	10.958	693	12.737	790	14.338	932
2008	11.721	763	13.606	869	15.358	1.020
2009	12.464	742	14.484	878	16.414	1.056
2010	13.204	740	15.426	942	17.572	1.158

Fuente : Plan de Expansión - UPME. 1996

TABLA 5. Proyecciones Anuales de Demanda de Potencia Máxima (MW)

## **5. MARCO CONSTITUCIONAL, LEGAL Y REGULATORIO PARA LA COMERCIALIZACION DE ENERGIA ELECTRICA EN COLOMBIA**

### **5.1 MARCO CONSTITUCIONAL**

La Constitución Política de Colombia como tronco principal y base de todas las leyes, establece como deber del Estado el logro de la eficiencia en la prestación de los servicios públicos. Para ello crea el marco de la libre competencia en dichas actividades, admite la concurrencia de los particulares en este sector de la economía y, acentúa el papel regulador del Estado :

- La Constitución considera los servicios públicos como manifestación de la misión social del Estado<sup>(9)</sup>.
- Las competencias relativas a los servicios públicos deben ser distribuidas entre la Nación, los Departamentos y Municipios.
- La Constitución autoriza el ejercicio de la actividad económica de prestación de los servicios públicos al Estado, “directa o indirectamente”, a

---

<sup>9</sup> Artículo 365 de la Constitución Política de Colombia.

los particulares y a las comunidades organizadas, dentro de una economía de libre competencia.

- Además, establece el derecho de todos los ciudadanos a un medio ambiente saludable, lo cual se define como una responsabilidad del Estado.

### **5.1.1 Preceptos Constitucionales Sobre Servicios Públicos.**

- La actividad económica y la iniciativa privada son libres, dentro de los límites del bien común (art. 333).
  - La libre competencia es un derecho de todos que supone responsabilidades (art. 333).
  - El Estado, por mandato de la ley, impedirá que se obstruya o se restrinja la libertad económica y evitará o controlará cualquier abuso que personas o empresas hagan de su posición dominante en el mercado nacional (art. 333).
  - Los servicios públicos son inherentes a la finalidad social del Estado. Es deber del Estado asegurar la prestación eficiente de los servicios públicos a todos los habitantes del territorio nacional (art. 365).
-

- La ley fijará el régimen tarifario que tendrá en cuenta además de los criterios costos, los de solidaridad y redistribución de ingresos. Le ley determinará las entidades competentes para fijar las tarifas (art. 367).
- La ley determinará los deberes y derechos de los usuarios, el régimen de su protección y sus formas de participación en la gestión y fiscalización de las empresas estatales que presten el servicio (art. 369).
- Corresponde al Presidente de la República señalar, con sujeción a la ley, las políticas generales de administración y control de eficiencia de los servicios públicos domiciliarios, y ejercer por medio de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, el control, la inspección y vigilancia de las entidades que los prestan (art. 370).

## **5.2 MARCO LEGAL**

Para el establecimiento del nuevo marco ordenado por la Constitución, el Congreso de la República expidió la Ley de Servicios Públicos Domiciliarios (Ley 142 de 1994) y la Ley Eléctrica (Ley 143 de 1994), mediante las cuales se definen los criterios generales y las políticas que deberán regir la prestación de los servicios públicos domiciliarios en el país y los procedimientos y mecanismos para su regulación, control y vigilancia.

La Ley Eléctrica establece el régimen de las actividades de generación, interconexión, transmisión, distribución y comercialización de electricidad en el territorio nacional. Conjuntamente con la Ley de Servicios Públicos Domiciliarios, busca subsanar deficiencias estructurales que aquejan al sector eléctrico, mediante los siguientes elementos :

- La creación de un mercado competitivo entre empresas como medio para fomentar la eficiencia en el sector.
- La eliminación de la rigidez de los planes de expansión eléctrica y el establecimiento de una planificación indicativa que oriente las decisiones de esta materia.
- La regulación estatal de aquellos mercados que por su naturaleza constituyen monopolios naturales, con el objeto de evitar abusos y proteger al usuario.
- La racionalización del régimen tarifario y la administración eficaz de subsidios.
- La apertura al sector privado para fortalecer la competencia y estimular la incorporación de nuevas fuentes de capital.
- La introducción de reformas en la gestión de las empresas eléctricas con el objeto de que sean manejadas con base en principios administrativos sanos.



- La concesión de autonomía presupuestal, administrativa y financiera a las empresas estatales para que puedan operar en un ambiente competitivo.
- El control, la inspección y vigilancia de las empresas para garantizar eficiencia, calidad y continuidad en la prestación del servicio de electricidad.

La generación, interconexión, transmisión, distribución y comercialización de electricidad están destinadas a satisfacer necesidades colectivas primordiales en forma permanente ; por esta razón, son consideradas servicios públicos de carácter esencial, obligatorio, solidario y de utilidad pública.

La Ley de Servicios Públicos Domiciliarios (Ley 142 de 1994) fortalece la capacidad de control y vigilancia del Estado con la creación del Despacho del Superintendente Delegado para Energía y Gas combustible, dentro de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, el cual tendrá autoridad para orientar la acción de las distintas organizaciones que intervienen en el suministro energético.

En materia ambiental se han dado pasos agigantados con la expedición de la Ley Ambiental (ley 99 de 1993). Se crearon el Ministerio de Medio Ambiente y el consejo Nacional Ambiental y se establecieron mecanismos para la participación de las comunidades.

### **5.2.1 Régimen Legal de las Empresas de Servicios Públicos (E.S.P.) (Ley 142 de 1994).**

- Las empresas de servicios públicos son sociedades por acciones, regidas por las normas del derecho privado. Las entidades oficiales pueden adoptar la forma de empresas industriales y comerciales del Estado.
- Pueden celebrar contratos para el acceso compartido y la interconexión de los sistemas de dos o más entidades prestadoras mediante el pago de una remuneración o peaje razonable. En caso de que las partes no logren acuerdos, las comisiones de regulación podrán imponer una servidumbre de acceso o de interconexión a quienes tengan el uso de los bienes.
- Las autoridades no pueden negar o condicionar a las empresas interesadas en licencias o permisos para cuya expedición fueren competentes.
- Solo de manera excepcional, y cuando se demuestren motivos de interés social para ampliar la cobertura a personas de menores ingresos, las autoridades podrán establecer áreas de servicio exclusivos, en las cuales podrá acordarse que ninguna otra empresa ofrecerá los mismos servicios.
- Las empresas de servicios públicos organizadas como sociedades por acciones - privadas o mixtas - se registrarán por las normas del Código

Sustantivo del Trabajo (las personas que presten servicios en esas empresas tienen carácter de trabajadores particulares).

### **5.2.2 Objetivos del Estado en Relación con el Servicio de Electricidad (Ley 143 de 1994).**

- Abastecer la demanda de electricidad bajo criterios económicos y de viabilidad financiera, asegurando su cubrimiento en un marco de uso racional y eficiente de los diferentes recursos energéticos del país.
- Asegurar una operación eficiente, segura y confiable en las actividades del sector.
- Mantener y operar sus instalaciones preservando la integridad de las personas, de los bienes y del medio ambiente y manteniendo los niveles de calidad y seguridad establecidos.

## **5.3 MARCO INSTITUCIONAL**

La Ley Eléctrica define claramente las funciones de dirección, planeación, regulación y operación.

### **5.3.1 Dirección.**

El Ministerio de Minas y Energía define los criterios para el aprovechamiento económico de las fuentes convencionales y no convencionales de energía, dentro de un manejo integral, sostenible y eficiente de los recursos energéticos del país, y promueve el desarrollo de tales fuentes y el uso eficiente y racional de la energía por parte de los usuarios.

### **5.3.2 Planeación.**

Se crea la Unidad de Planeación Minero Energética UPME, organizada como unidad administrativa especial, adscrita al Ministerio de Minas y Energía, la cual tiene entre otras funciones la de elaborar y actualizar el Plan Energético Nacional y el Plan de Expansión del sector eléctrico en concordancia con el Plan Nacional de Desarrollo.

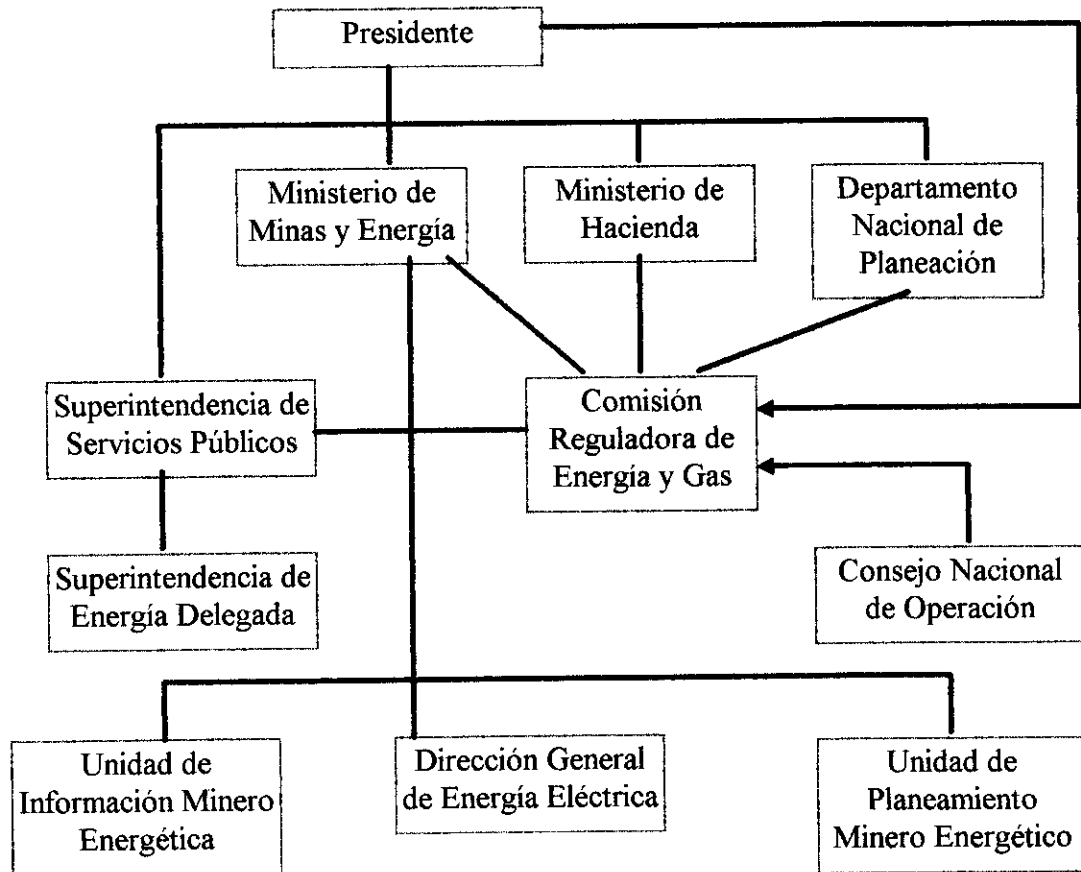
El objetivo del Plan de Expansión es identificar los requisitos de inversión para cumplir con la responsabilidad del Estado de asegurar el suministro confiable y eficiente de electricidad y en particular, las decisiones requeridas en los años inmediatos para garantizar su ejecución.

### **5.3.3 Regulación.**

Se crea la Comisión de Regulación de Energía y Gas CREG, organizada como unidad administrativa especial adscrita al Ministerio de Minas y Energía, la cual tiene entre otras funciones las de determinar las condiciones para la liberación gradual del mercado hacia la libre competencia, establecer el Reglamento de Operación para realizar el planeamiento y la coordinación de la operación del SIN, definir y fijar las tarifas de ventas de la energía eléctrica para los usuarios finales regulados.

### **5.3.4 Operación.**

Se crea el Consejo Nacional de Operación CON, que tendrá como función principal acordar los aspectos técnicos para garantizar que la operación integrada del SIN sea segura, confiable y económica, y ser el órgano ejecutor del Reglamento de Operación.



Fuente : Informe Anual de ISA. 1995

FIGURA 26. Esquema Institucional del Sector Eléctrico Colombiano

## 6. DESCRIPCION DE LA BOLSA DE ENERGIA

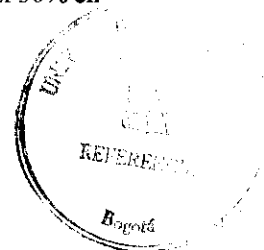
El Mercado Mayorista con carácter de impulsador de la libre competencia empezó a partir de la expedición de las Leyes 142 y 143 de 1994 (Resolución CREG-009 de 1994), que reglamento y estableció la Obligatoriedad que tienen las compañías Distribuidoras de satisfacer un porcentaje de la Demanda<sup>(10)</sup>.

El Esquema de mercado mayorista tipo Bolsa inició oficialmente a partir del 20 de Julio de 1995.

El Mercado Mayorista de Energía Eléctrica está regulado por la CREG y controlado por la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios -SSPD-

---

<sup>10</sup> Se debe garantizar el cubrimiento de por lo menos el 80% en 1996, el 60% en los años 97 y 98, el 30% en el año 99 y libre a partir del año 2000.



## **6.1 AGENTES PARTICIPANTES DEL MERCADO MAYORISTA**

### **6.1.1 Generadores.**

Es la Empresa registrada ante el Administrador del SIC que realiza la actividad de generación de energía y que cuenta con una capacidad de generación superior a 20 MW. El generador por obligación debe disponer de alguna de sus unidades como unidad de respaldo. Estas unidades de respaldo no pueden ser incluidas en contratos de venta de energía, pero pueden ofertar energía en la Bolsa y cuando sean requeridas vender en ella.

Los generadores una vez ubicados en el sistema, tienen cargos fijos por uso del STN, impuestos, otros servicios, y por lo tanto, su precio debe tener en cuenta todos estos valores, para calcular el precio que ofrecerá a sus compradores.

### **6.1.2 Distribuidor.**

El distribuidor es toda persona natural o jurídica que opera y transporta energía en un sistema de distribución. Este sistema de distribución esta conformado por la redes de 115 kV y voltajes inferiores. Realiza las mediciones de energía transportada por sus redes.



### **6.1.3 Comercializador.**

El comercializador, es el agente del mercado mayorista cuya actividad principal consiste en la compra y venta de energía en el mercado mayorista y su venta con destino a otros agentes o a los usuarios finales. También realiza las actividades de atención al público (Clientes).

### **6.1.4 Transportador.**

Este es un agente del mercado mayorista que no realiza compraventa de energía, sino que realiza la función de transportar la energía eléctrica y participa en los procesos de reconciliación por las restricciones de los diferentes sistemas (STN, STR y SDL) y para la evaluación de las pérdidas.

En Colombia, el servicio de transmisión es un monopolio y como tal, sus tarifa está regulada. Esta normatividad prevé dos tipos de cobro : uno por concepto de conexión a la red y otro por uso de la misma.

La infraestructura para la actividad de transmisión ha sido dividida en tres sistemas : Sistema de Transmisión Nacional STN, Sistemas de Transmisión Regional STR's y Sistemas de Distribución Local SDL's.

#### **6.1.4.1 Sistema de Transmisión Nacional - STN -.**

Este está compuesto por la líneas de transmisión que operan a tensiones iguales o superiores a 220 kV. Todos los agentes tienen libre acceso a la red<sup>(11)</sup>, lo que le permite realizar transacciones entre si mediante el pago de los cargos por uso y conexión.

Para la actividad de transporte de energía por el STN, se han definido algunos cargos por concepto de conexión y uso de dicha infraestructura. Estos cargos han sido zonificados (ver Fig. 26 ) y sus valores son fijados por la CREG<sup>(12)</sup>.

- **Cargos por Conexión al STN :** Los generadores, comercializadores, usuarios no regulados, transportadores regionales y distribuidores locales que estén conectados directamente al STN, pagarán los cargos de dicha conexión al propietario de dicho sistema.

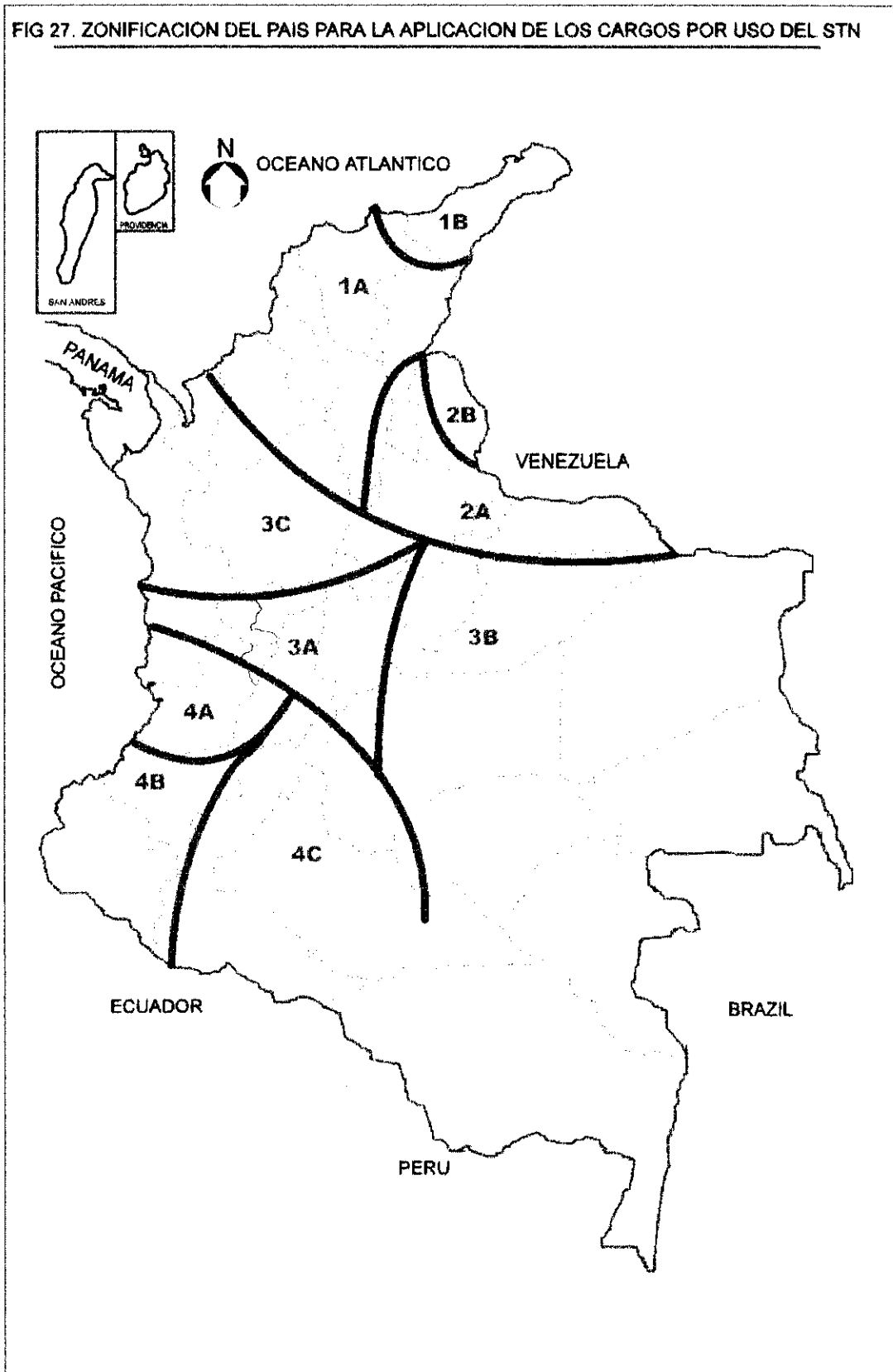
Los cargos por conexión remunerar a la empresa transportadora por la inversiones realizadas en los bienes que conforman la conexión de un usuario específico al STN. Si estos bienes son de propiedad del usuario, no paga cargos por conexión.

---

<sup>11</sup> De acuerdo con la Ley Eléctrica ( Ley 143 de 1994).

<sup>12</sup> Resoluciones 002 del Noviembre 2 de 1994, 008 de Enero de 1997 .

FIG 27. ZONIFICACION DEL PAIS PARA LA APLICACION DE LOS CARGOS POR USO DEL STN



Para regular la relaciones técnicas, comerciales, financieras y administrativas de las conexiones al STN, el usuario y el transportador deben suscribir un Contrato de Conexión.

- **Cargos por uso del STN :** Este cargo es por la utilización de la red del STN por los generadores y comercializadores para realizar sus transferencias de energía eléctrica.

Este cargo denominado Ingreso Regulado, remunera a los transportadores con los ingresos necesarios para realizar sus actividades. El valor de este ingreso lo cubren 50% los generadores y el otro 50% los comercializadores, y este valor corresponde a la mínima inversión necesaria para transportar los máximos flujos de carga en los períodos de máximo consumo, más los costos de operación y mantenimiento.

La confiabilidad del STN define indirectamente la confiabilidad de la entrega de energía a los comercializadores.

- **Cargos Generadores :** A partir del primero de febrero de 1997 entrarán a regir los siguientes Cargos por Uso del Sistema de Transmisión Nacional, aplicables a las empresas generadoras y vigentes durante tres (3) años:

### Cargo Generadores - Valores en \$/kW-año de junio de 1996

ZONA	SUBZONA	TIPO	1997	1998	1999	2000	2001
1	A	HIDRAULICA	0.00	1,224.13	2,448.26	3,672.39	4,896.52
		TERMICA	17,982.43	20,788.84	23,926.68	27,064.52	30,202.36
	B	TERMICA	34,403.96	35,590.67	37,001.90	38,413.12	39,824.35
2	A	HIDRAULICA	1,956.47	2,106.15	2,597.94	3,089.73	3,581.52
		TERMICA	(2,223.75)	(938.14)	636.12	2,210.38	3,784.65
	B	TERMICA	(515.17)	3,038.95	6,933.18	10,827.41	14,721.64
	C	TERMICA	13,759.45	13,954.56	14,310.04	14,665.52	15,021.00
3	A	HIDRAULICA	1,710.58	700.27	117.60	(465.06)	(1,047.73)
		TERMICA	(5,110.35)	(8,095.84)	(10,760.59)	(13,425.35)	(16,090.11)
	B	HIDRAULICA	24,995.79	22,208.09	19,815.95	17,423.82	15,031.69
		TERMICA	(438.34)	(4,214.97)	(7,681.56)	(11,148.14)	(14,614.73)
	C	HIDRAULICA	16,442.91	16,376.09	16,779.68	17,183.27	17,586.86
		TERMICA	7,751.05	7,785.79	8,077.13	8,368.46	8,659.79
4	A	HIDRAULICA	2,416.19	3,466.59	4,859.10	6,251.62	7,644.14
		TERMICA	(22,012.97)	(21,090.87)	(19,858.72)	(18,626.57)	(17,394.42)
	B	HIDRAULICA	(19,896.14)	(19,425.73)	(18,677.35)	(17,928.97)	(17,180.60)
		TERMICA	(27,647.18)	(29,804.11)	(31,693.77)	(33,583.42)	(35,473.07)
	C	HIDRAULICA	6,489.50	6,564.34	6,981.29	7,398.24	7,815.19
		TERMICA	(15,780.06)	(17,768.61)	(19,489.88)	(21,211.14)	(22,932.41)

Nota: Los Valores entre Paréntesis son Negativos

Fuente : Resolución 008 de Enero de 1997. CREG

TABLA 6. Cargo a Generadores por uso del STN.

- **Cargos Comercializadores :** A partir del primero de febrero de 1997 entrarán a regir los siguientes Cargos por Uso del Sistema de Transmisión Nacional, aplicables a las empresas comercializadoras y vigentes durante tres (3) años.

### Cargo a Comercializadores-\$/kWh de junio de 1996.

ZONA	MES	CARGA	1997	1998	1999	2000	2001
1	Enero	Máxima	(30.7656)	(28.4163)	(28.3034)	(28.1905)	(28.0776)
		Media	1.2288	0.8645	0.4848	0.1051	(0.2745)
	Abril	Mínima	(0.7102)	(0.5349)	(0.5505)	(0.5661)	(0.5816)
		Máxima	8.2760	12.3078	16.7195	21.1311	25.5428
	Mayo	Media	6.0810	4.7358	3.6788	2.6219	1.5649
		Mínima	10.6250	7.3217	4.5362	1.7507	(1.0348)
	Septiembre	Máxima	22.0329	18.3653	16.0783	13.7913	11.5043
		Media	7.6111	6.0419	4.8954	3.7489	2.6024
	Diciembre	Mínima	5.7916	5.4664	5.3979	5.3293	5.2607
	<b>promedio</b>			<b>3.7448</b>	<b>3.1851</b>	<b>2.7520</b>	<b>2.3188</b>
2	Enero	Máxima	17.5143	13.2723	10.0904	6.9085	3.7266
		Media	(1.6854)	(1.1178)	(0.7622)	(0.4066)	(0.0510)
	Abril	Mínima	(0.9452)	(0.6580)	(0.5663)	(0.4746)	(0.3829)
		Máxima	2.3101	0.4718	(1.4144)	(3.3006)	(5.1868)
	Mayo	Media	1.5869	1.1915	0.7810	0.3706	(0.0399)
		Mínima	3.8642	2.4413	1.0923	(0.2567)	(1.6057)
	Septiembre	Máxima	1.4922	2.5522	3.5760	4.5999	5.6237
		Media	4.4843	3.9889	3.7043	3.4197	3.1350
	Diciembre	Mínima	22.2593	18.7951	16.7247	14.6544	12.5840
	<b>promedio</b>			<b>4.3529</b>	<b>3.5427</b>	<b>2.9011</b>	<b>2.2595</b>
3	Enero	Máxima	22.2190	22.6599	24.4833	26.3066	28.1299
		Media	1.0812	1.5934	2.0753	2.5571	3.0390
	Abril	Mínima	(0.7336)	(0.4506)	(0.3812)	(0.3119)	(0.2425)
		Máxima	(1.9647)	(1.7086)	(1.7904)	(1.8723)	(1.9541)
	Mayo	Media	(0.5977)	(0.3641)	(0.3089)	(0.2538)	(0.1986)
		Mínima	(4.1339)	(3.7969)	(3.9926)	(4.1884)	(4.3842)
	Septiembre	Máxima	(2.2670)	(1.5259)	(1.0773)	(0.6288)	(0.1803)
		Media	0.0843	0.2775	0.3733	0.4691	0.5650
	Diciembre	Mínima	7.9452	6.7348	5.9085	5.0821	4.2557
	<b>promedio</b>			<b>2.1461</b>	<b>2.4443</b>	<b>2.7497</b>	<b>3.0551</b>
4	Enero	Máxima	31.7983	30.6886	31.6244	32.5602	33.4960
		Media	1.6338	1.6078	1.5932	1.5786	1.5640
	Abril	Mínima	0.2130	0.2437	0.1360	0.0283	(0.0794)
		Máxima	29.7474	27.1375	26.3739	25.6104	24.8468
	Mayo	Media	1.8371	1.8854	1.9293	1.9731	2.0169
		Mínima	4.9260	2.8825	0.9461	(0.9903)	(2.9267)
	Septiembre	Máxima	(0.9195)	(0.7511)	(0.7757)	(0.8003)	(0.8249)
		Media	0.0071	0.1657	0.2249	0.2841	0.3433
	Diciembre	Mínima	(7.9810)	(7.0586)	(6.8331)	(6.6076)	(6.3821)
	<b>promedio</b>			<b>7.0002</b>	<b>6.5081</b>	<b>6.3626</b>	<b>6.2170</b>

Nota: Los Valores entre Paréntesis son Negativos

Fuente: Resolución 008 de Enero de 1997. CREG

TABLA 7. Cargos a comercializadores por uso del STN

#### **6.1.4.2 Sistema de Transmisión Regionales y Locales.**

Los sistemas de Transmisión Regional STR's están constituidos por las líneas de transmisión que operan a tensiones inferiores a 220 kV. y tienen cobertura regional o interregionales.

Los sistemas de Distribución Local SDL'S están constituidos por las líneas de transmisión que operan a tensiones inferiores a 220 kV y tienen cobertura municipal o distrital.

Los comercializadores deben pagar por los servicios de conexión y uso en cada una de las etapas de la red.

- **Cargos por Uso de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local :** Los comercializadores y los grandes consumidores a través de éstos, pagarán a los distribuidores locales los cargos máximos por uso de los sistemas de transmisión regional y distribución local, de acuerdo con la metodología para el cálculo de estos cargos<sup>(13)</sup>.

Cuando la CREG establezca cargos máximos por el uso de redes regionales de transmisión regional y distribución local de energía eléctrica,

---

<sup>13</sup> Resolución 004 de 1994, Anexo No. 1.

transcurrido un plazo de treinta días hábiles contados desde la fecha de su aprobación sin que se haya alcanzado un acuerdo entre la empresa propietaria de la red y la empresa usuaria de la misma, la CREG fijará los cargos correspondientes<sup>(14)</sup>.

Estos cargos incluyen todos los costos asociados con los sistemas eléctricos necesarios para llevar el suministro desde la conexión del sistema de transmisión nacional hasta el punto de entrega al usuario. No incluyen el costo de la generación asociada a las pérdidas de distribución dentro de unas condiciones de eficiencia definidas por la CREG, el cual deberá ser asumido por el comercializador.

- **Liquidación de Cargos por Uso de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local :** Los cargos por uso de los sistemas de transmisión regional o distribución local se liquidarán al comercializador mediante el cargo binomio (\$/kW-mes y \$/kWh), aplicable a la energía mensual extraída del sistema de distribución y a la demanda máxima del mes.
- **Cargos de Conexión a los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local :** Cuando un generador o un nuevo gran consumidor que no haya estado conectado con anterioridad al sistema de distribución en

---

<sup>14</sup> Resolución 018 de 1996.



el cual se localiza su consumo, y el generador o nuevo gran consumidor no sea el propietario de los activos de conexión a los sistemas de transmisión regional o de distribución local, pagará cargos de conexión al propietario de los mismos. Estos cargos serán aprobados por la CREG, previa solicitud motivada presentada por el titular de los derechos de propiedad de las redes eléctricas, o por la persona a quien se haya confiado la administración u operación de las mismas.

## **6.2 FUNCIONAMIENTO DE LA BOLSA**

La Bolsa de Energía es el sistema de información, manejado por el administrador del Sistema de Intercambios Comerciales SIC, en donde los generadores y comercializadores del mercado mayorista ejecutan actos de intercambios de ofertas y demandas de energía, hora a hora ; en ella, el administrador del SIC, se encarga del registro de los contratos de energía a largo plazo ; de la liquidación, facturación, cobro y cancelación del valor de los actos o contratos de energía realizados en el corto plazo por generadores y comercializadores.

El funcionamiento de la Bolsa de Energía se divide en dos procesos : el operativo y el comercial. (ver Figura 28).

## **6.2.1 Proceso Operativo.**

### **6.2.1.1 Plan Operativo Indicativo.**

Establece, de modo indicativo, el costo de oportunidad del agua, teniendo en cuenta las posibilidades de sustitución térmica o racionamiento en el futuro, de acuerdo con las características de regulación de sus diferentes embalses.

El Plan Operativo que se desarrolla es para un sistema hidrotérmico (es el caso Colombiano), se efectúa el Planeamiento Operativo en los horizontes de largo, mediano y corto plazo. Para todos ellos, se utiliza información exógena compuesta principalmente por :

- La proyección de la demanda de energía eléctrica adoptada por la UPME.
- Los pronósticos hidrológicos preparados con base en la información climatológica disponible.
- La situación inicial de los embalses.
- La disponibilidad de las distintas unidades de generación e interconexiones internacionales.
- Las restricciones operativas impuestas por condiciones técnicas.
- La fecha de entrada de nuevos proyectos de generación y transmisión.
- La energía entregada al SIN por unidades de generación no sujetas al despacho central.

- El plan de expansión desarrollado por la UPME.
- Los costos de los combustibles según el caso.

ISA realiza los estudios de mediano (5 semanas o 13 semanas en casos especiales) y largo plazo (5 años).

La reglamentación de la Bolsa de Energía dispone que la información suministrada por estos modelos es de carácter indicativo, sin embargo es obligatorio<sup>(15)</sup>. Así, cada empresa puede hacer los ajustes o evaluaciones alternas que considere convenientes de acuerdo con su percepción de riesgos.

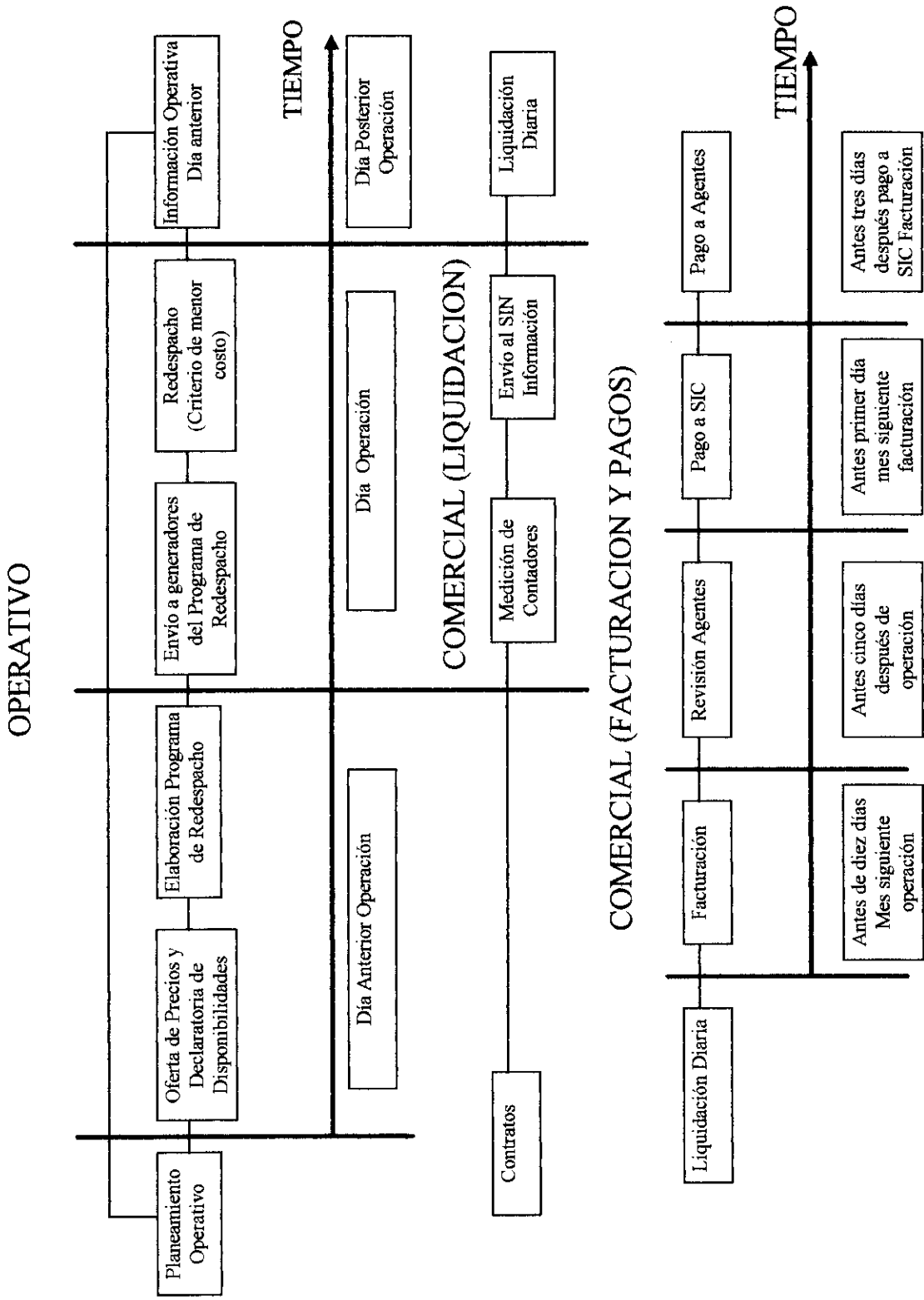
Es decir, estos valores no son obligatorios y son una evaluación de la operación del sistema en el futuro, correspondiente a los supuestos considerados en los estudios.

En el corto plazo, horizonte inferior a 24 horas, el CND efectúa el despacho de las unidades de generación necesarias para atender la demanda pronosticada, basado en la oferta de disponibilidad y precios de los distintos generadores a nivel horario, despachándolos por orden de méritos (menor a mayor precio),

---

<sup>15</sup> Resolución 055 del 28 de Nov. De 1994

FIGURA 28 : FUNCIONAMIENTO BOLSA DE ENERGÍA



teniendo en cuenta las restricciones operativas que sean necesarias, para suministrar en una forma confiable la energía eléctrica, basándose en el Reglamento de Operación del Código de Red<sup>(16)</sup>.

#### **6.2.1.2 Declaración de Disponibilidad y Precio de Oferta.**

Todos los días entre las 10 :00 a.m. y 11 :00 a.m., en forma confidencial, cada generador hace una oferta en pesos por megavatio-hora -\$/MWh- y declara la disponibilidad -en MW- de cada uno de sus recursos de generación, ofertas que son enviadas a un buzón electrónico en el CND. Las ofertas para plantas hidroeléctricas se reciben por cadena, y para plantas termoeléctricas se reciben por separado para cada una de las unidades de generación que tenga la central.

Las ofertas se realizan para cada una de las 24 horas del día siguiente. A las 11 :00 a.m. se suspende la recepción de ofertas, se abre el buzón y el Despacho Económico selecciona las mejores ofertas para establecer el programa de generación. Para aquellos recursos que no se recibieron ofertas, se toma la oferta del día anterior.

Cuando el nivel de un embalse se encuentra por debajo del nivel mínimo operativo -MOS-, la oferta se interviene y se cambia por el valor de la oferta

---

<sup>16</sup> Resolución 024 y 025 del 13 de Julio de 1995.

más alta, excepción prevista por la CREG<sup>(17)</sup>. Esta intervención permite asegurar un nivel de reservas que respalde el cubrimiento de la demanda con adecuada confiabilidad, aún en condiciones extremas de bajos caudales.

Estas ofertas y la declaratoria de disponibilidad se ponen para consulta pública, así los agentes pueden conocer las ofertas de todos los participantes en el Mercado.

### **6.2.1.3 Programa de Despacho Económico.**

Este establece el programa de generación para cubrir la demanda esperada usando, para cada hora, los recursos más económicos, cumpliendo con los límites que tiene el sistema : requisitos de reserva rodante, inflexibilidades de las plantas y las mismas restricciones del sistema.

Este programa de generación esta conformado por los dos sistemas, es decir, por las unidades hidráulicas y las térmicas. Este programa se comunica a los generadores para su aplicación al día siguiente.

---

<sup>17</sup> Resolución 058 del 12 de Diciembre de 1995.

#### **6.2.1.4 Redespacho.**

En el transcurso del día se pueden presentar situaciones en el sistema que obligan a ajustar el programa inicial.

Son causas de redespacho<sup>(18)</sup> :

- Disponibilidad de alguna de las unidades de generación despachadas.
- Aumento en la disponibilidad declarada, entrada en mantenimiento antes de lo programado o generación de plantas en pruebas. En estos casos se considerará toda la planta hidráulica o unidad térmica con precio de oferta cero.
- Aumento en la disponibilidad declarada por un agente generador por solicitud del CND, cuando este incremento se requiera para aumentar la seguridad en la operación del SIN.
- Aumento o reducción de caudales en las siguientes plantas filo de agua: Río Mayo, Florida2, Insula, Esmeralda y San Francisco.
- Cambios topológicos que impliquen cambios en los límites de transferencias de las áreas operativas.
- Cambio en los valores de la demanda mayores de 20 MW ocasionados por eventos fortuitos.

---

<sup>18</sup> Resolución 092 del 21 de Octubre de 1996

Como requisito para realizar el redespacho, los generadores deben solicitarlo hora y media antes de iniciar la vigencia de la modificación.

La información indicada en las cuatro primeras causas de redespacho la suministra cada empresas de generación mediante el formato de "Modificación de disponibilidad o de parámetros de generación" (Anexo CO-3).

El centro Nacional de Despacho CND, es el encargado de vigilar la operación del sistema interconectado y a su vez de coordinar los Centros Regionales de Despacho CRD. Todo este control es para asegurar las condiciones de continuidad y calidad del sistema.

## **6.2.2. Proceso Comercial.**

### **6.2.2.1 Precio de Bolsa**

El precio de bolsa corresponde al mayor precio de oferta de las unidades con despacho centralizado que han sido programadas para generar en el despacho ideal y que no presentan inflexibilidad. Este será el precio utilizado para valorar los intercambios en bolsa ; en caso de racionamiento el precio de bolsa será el valor del costo de racionamiento.



El Despacho Ideal es la programación de generación, la cual atiende la demanda real con la disponibilidad real de las plantas. Este despacho se realiza considerando los recursos más económicos, sin considerar las diferentes restricciones que existan en el sistema.

#### **6.2.2.2 Asignación de Contratos entre Agentes del Mercado.**

Los agentes generadores y comercializadores pueden realizar entre ellos contratos de largo plazo en los cuales se establece, de común acuerdo, el precio de bolsa y la cantidad de energía negociada. El único requisito que deben cumplir estos contratos, es que deben de tener representación horaria.

Los tipos de contratos se pueden generalizar como pague lo demandado y pague lo contratado, con tarifas variables para cada una de las horas del día.

Los contratos deben de ser registrados por cualquiera de las dos partes al Administrador del SIC, con 15 días de anticipación al mes de aplicación. Si se trata de una cesión, debe informarse al administrador del SIC, mínimo, con dos días de anterioridad.

### 6.2.2.3 Balance.

El balance para cada uno de los agentes se obtiene de la siguiente manera : para los generadores se agregan las generaciones horarias de cada uno de sus recursos, que se obtienen del despacho ideal<sup>(19)</sup>, y para los comercializadores se establece la demanda que corresponde a los registros en sus fronteras comerciales asignándoles las pérdidas de STN en proporción a la demanda.

Todas las mediciones se realizan al nivel de 220 kV ; si el nivel de tensión de las fronteras es inferior a éste, se deben utilizar los factores multiplicatorios<sup>(20)</sup> para tal fin. La diferencia entre todas las generaciones (inyecciones de energía al sistema) y los consumos (mediciones en los puntos de frontera) de los comercializadores, da como resultado el total de pérdidas, que se distribuye entre los comercializadores en proporción a su demanda.

Luego se asignan los contratos que cada uno de los agentes tiene para cada hora.

En esta forma se realiza la liquidación correspondiente a los intercambios en bolsa. Adicionalmente se cargan los siguientes conceptos : restricciones del sistema, desviaciones del programa, cargo por capacidad.

---

<sup>19</sup> Corresponde al programa de generación que resulta de despachar los recursos más económicos para cubrir la demanda real considerando la disponibilidad comercial, las características técnicas e inflexibilidades de los generadores y sin considerar restricciones del sistema.

<sup>20</sup> Resoluciones 002 del 2 de Noviembre de 1994 y 066 del 21 de Diciembre de 1995.

#### **6.2.2.4 Desviaciones del Programa.**

Este cargo tiene por objeto castigar las desviaciones de generación que produzca un generador. El pago se calcula como la diferencia entre el Despacho programado y la generación real para las unidades o plantas que no participan en la regulación del sistema. Si estas desviaciones son superiores o inferiores al 5% de la generación programada, se penaliza a la empresa.

El total de las desviaciones pagadas por los generadores, se distribuye entre los comercializadores en proporción a la demanda. Su liquidación es horaria y la facturación mensual.

#### **6.2.2.5 Cargos por Capacidad**

Este cargo reemplaza los cargos por capacidad de respaldo y de potencia a partir del 1o de enero de 1997 y su permanencia será revisada por la CREG a los diez años contados a partir de esa fecha<sup>(21)</sup>.

Con este cargo se busca reconocer la inversión en las plantas que se requieren para asegurar la confiabilidad del sistema en condiciones de extrema sequía.

---

<sup>21</sup> Resolución 116 del 28 de Noviembre de 1996.

También este cargo busca compensar los precios bajos que pueda tener la bolsa durante los períodos de invierno, de tal forma que la inversión en nuevas plantas sea rentable<sup>(22)</sup>.

El generador incluye en su oferta a la Bolsa un cargo equivalente a la capacidad remunerable de todo el sistema que se espera para el mes multiplicada por una tarifa de US\$ 5.25 /KW-mes y dividido por la demanda de energía establecido por el CND. Este factor produce un incremento en el precio de Bolsa en esa magnitud y, por tanto, un recaudo por cargo de capacidad para los generadores.

Se establece como capacidad remunerable la menor de las dos entre las disponibilidad real y de referencia. Esto es para los meses de verano. Para los meses de invierno se establece como referencia la disponibilidad remunerable del verano anterior, la cual se compara con la real para determinar como remunerable la menor.

#### **6.2.2.6 Facturación.**

El SIC hace una relación de los contratos utilizados por cada uno de los agentes, como resultado del proceso de liquidación. Esta relación la remite a las partes para que realicen la facturación correspondiente. El SIC no realiza la

---

<sup>22</sup> Resoluciones 022 del 12 de marzo de 1996, 098 del 12 de Noviembre de 1996 y 116 del 28 de Noviembre de 1996

facturación de contratos a largo plazo, ésta corresponde al agente vendedor. El SIC solo establece la forma como éstos interactúan de acuerdo con lo definido en los contratos y la reglamentación vigente.

#### **6.2.2.7 Garantías de Pago.**

Para asegurar el cumplimiento de las obligaciones de los compradores con la Bolsa de Energía, se exigen unas garantías para generadores y comercializadores, de acuerdo con el nivel de exposición que estos tienen en la Bolsa.

Se tienen varias opciones para constituir la garantía : una fiducia con activos realizables que en caso de incumplimiento el producto de su liquidación permita el cubrimiento de las obligaciones ; la fiducia de administración y pagos mediante la pignoración de ingresos por venta a terceros ; una garantía de primera demanda sea aval bancario, carta de crédito “stand by” o pólizas de seguro; el pago anticipado a la Bolsa; u otros tipo de garantías financieras liquidas o de fácil establecimiento como títulos valores o documentos de inversión y deben ser aceptadas por el Administrador del SIC.

## **6.3 IMPUESTOS**

El artículo 78 del decreto 2649/93 nos indica la obligación de transferir los impuestos por pagar al Estado o a algunas de las entidades que lo conforman, cantidades de efectivo que no dan lugar a la contraprestación directa alguna.

A continuación se mencionaran algunos de los impuestos más importantes que tienen que cancelar los comercializadores y generadores a la nación por concepto de la comercialización de la energía eléctrica:

### **6.3.1 Impuesto sobre las Ventas. IVA.**

Constituye un gravamen que pesa sobre la venta de bienes corporales, la prestación de servicios o la importación de bienes. El impuesto a las ventas se cobra al consumidor del productor o del servicio; sin embargo; es el comerciante, productor, vendedor o importador a quien corresponde la responsabilidad del impuesto y quien debe recaudarlo.

El servicio público domiciliario de energía está excluido del IVA, beneficio que comprende sus actividades complementarias contempladas en las leyes 142 y 143 de 1994.

### 6.3.2 Impuesto de Industria y Comercio. ICA.

El ICA, es un impuesto de carácter municipal que grava toda actividad industrial, comercial o de servicios que se realice en un municipio determinado.

- **Actividad Industrial :** Es actividad industrial la producción, extracción, fabricación, manufactura, confección, preparación, reparación, ensamblaje de cualquier clase de materiales y bienes y en general cualquier proceso de transformación por elemental que está sea.
- **Actividad Comercial :** Es actividad comercial, la destinada al expendio, compraventa o distribución de bienes y mercancías, tanto al por mayor como al por menor y las demás actividades definidas como tales por el código de comercio, siempre y cuando no estén consideradas por la ley como actividades industriales o de servicios.
- **Actividad de Servicios :** Es actividad de servicio, toda tarea, labor o trabajo ejecutado por persona natural o jurídica o por sociedad de hecho, sin que medie relación laboral con quien lo contrata, que genere una contraprestación en dinero o en especie y que se concrete en la obligación de hacer, sin importar que en ella predomine el factor material o intelectual.

Este impuesto lo paga el que vende la energía, es decir, puede ser el generador o el comercializador según sea el caso. A pesar de ser un impuesto de origen nacional es de aplicación municipal, el consejo local decide si cobra este impuesto o no. (Como ej : EPM esta excepto de este impuesto).

### **6.3.3 Impuesto de Renta.**

La retención en la fuente es un mecanismo de recaudo anticipado de los impuestos de renta y complementario, por el cual una persona (Retenedor) deduce a otra (Retenido) un porcentaje determinado del valor por pagar al contado o a crédito, en compras o servicios, con el fin de consignarlo en un banco autorizado para recaudar en nombre de la Administración de Impuestos Nacionales.

Todas las entidades prestadoras de servicios públicos son contribuyentes de los impuestos nacionales, en los términos definidos por el Estatuto Tributario, con las excepciones que se establecen a continuación :

Gozarán de exención durante un periodo de siete años, a partir de 1996, las rentas provenientes de la transmisión o distribución domiciliaria de energía eléctrica. Para tal efecto las rentas de la generación y de la distribución deberán estar debidamente separadas en la contabilidad.



Asimismo las rentas provenientes de la generación de energía eléctrica, estarán exentas del impuesto sobre la renta y complementarios por un termino de 8 años sobre las utilidades que capitalicen o que apropien como reservas para la rehabilitación, extensión y reposición de los sistemas, de acuerdo con los siguientes porcentajes :

Para el año gravable de 1997 .....	90%
Para el año gravable de 1998 .....	80%
Para el año gravable de 1999 .....	70%
Para el año gravable de 2000 .....	60%
Para el año gravable de 2001 .....	40%
Para el año gravable de 2002.....	20%
Para el año gravable de 2003 y siguientes .....	0.0%

De manera que al porcentaje de los ingresos anotados anteriormente no se practicara retención en la fuente.

Cuando se efectúen pagos a favor de empresas que se establezcan a partir del 1 de Enero de 1996 cuya finalidad sea exclusivamente la generación de energía eléctrica con base en carbones de tipo térmico y energía solar como combustible primario y a las empresas generadoras que se reestructuren o se

establezcan con la finalidad exclusiva de generar y comercializar energía eléctrica con base en el aprovechamiento del recurso hídrico y de capacidad instalada inferior a 25,000 kilovatios, no se efectuara retención en la fuente hasta el año 2015.

#### **6.3.4 Impuesto de Timbre.**

Este impuesto lo pagan los contratos superiores a un monto de \$35 millones de pesos y su valor será del 1% del valor del contrato. Algunos estamentos públicos están exentos de este impuesto. Quien paga este impuesto es negociable entre las partes participantes del contrato.

Como conclusión en el aspecto de los impuestos podemos decir que los agentes privados no tienen beneficios tributarios en la actualidad. Todos estos impuestos generan un sobre costo aproximado del 8.9%.

### **6.3.5 Solidaridad.**

Su objeto es el sostenimiento de los subsidios de energía eléctrica. Este impuesto tiene un valor del 20% sobre el total de las ventas de energía eléctrica realizadas por un comercializador dentro del territorio de una electrificadora regional.

## **7. ANALISIS DE LAS TARIFAS DE LA ELECTRICIDAD Y DE LOS INTERCAMBIOS COMERCIALES REALIZADOS EN LA BOLSA DE ENERGIA**

### **7.1. ANALISIS DE LAS TARIFAS DE LA ENERGIA ELECTRICA ANTES DE LA PUESTA EN FUNCIONAMIENTO DE LA BOLSA<sup>(23)</sup>**

Anteriormente (antes de la vigencia de la Ley Eléctrica y el nuevo esquema comercial), los intercambios comerciales se hacían entre las empresas distribuidoras que poseían generación propia y las que no la poseían, en estos intercambios se realizaban transacciones de largo y corto plazo para energía y potencia ; las empresas que disponían de excedentes de energía se convertían en exportadoras para efectos comerciales y las que presentaban déficit eran importadoras.

Los contratos de largo plazo se realizaban bajo las condiciones que fijaran las resoluciones que emitía la Junta Nacional de Tarifas. Dichas resoluciones básicamente contenían las proyecciones que realizaba ISA para los costos de

---

<sup>23</sup> Tomado de la Tesis realizada por Carlos Romero. Unisalle, 1996.

largo plazo. En la Figura 29 se presenta la evolución de la tarifa de intercambios entre las empresas, éstas son el equivalente resultante de los intercambios a corto y medio plazo para cada año.

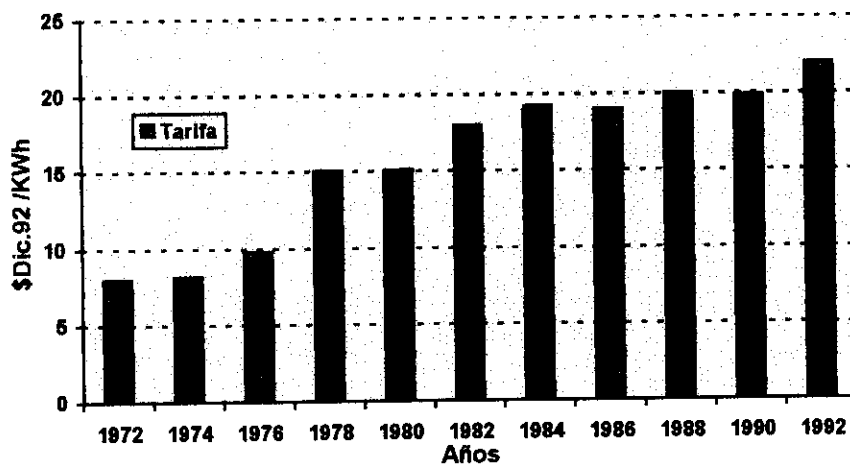


FIGURA 29. Evolución de la Tarifa equivalente 1972-1992 (corto y largo plazo)

Los contratos de corto plazo también estaban reglamentados pero su evaluación se basaba en los costos incrementales diarios. Para el año de 1994, los costos incrementales de corto plazo en la hora 19<sup>(24)</sup> son los que se observan en la Figura 30. Nótese que estos costos presentan estacionalidad, mientras en el período seco (diciembre a marzo) alcanzan un valor promedio de más de 9\$/kWh, en el período lluvioso (abril a noviembre) su valor no supera los 2\$/kWh (no se tuvieron en cuenta para este cálculo los valores de 145 \$/kWh

<sup>24</sup> Se establece la hora 19 por ser la más costosa del sistema, ya que por ser el máximo pico, requiere recursos más costosos.

debido a que éstos se presentaron por un evento fortuito, extraordinario y atípicos).

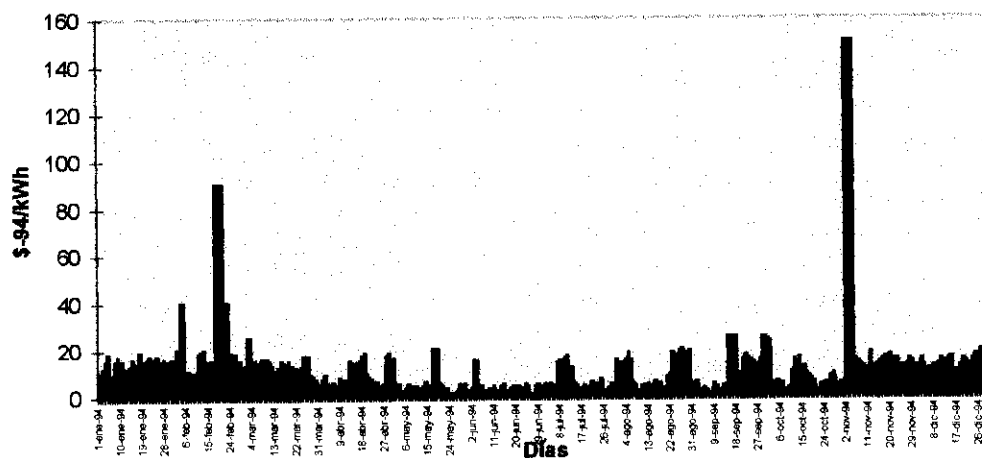
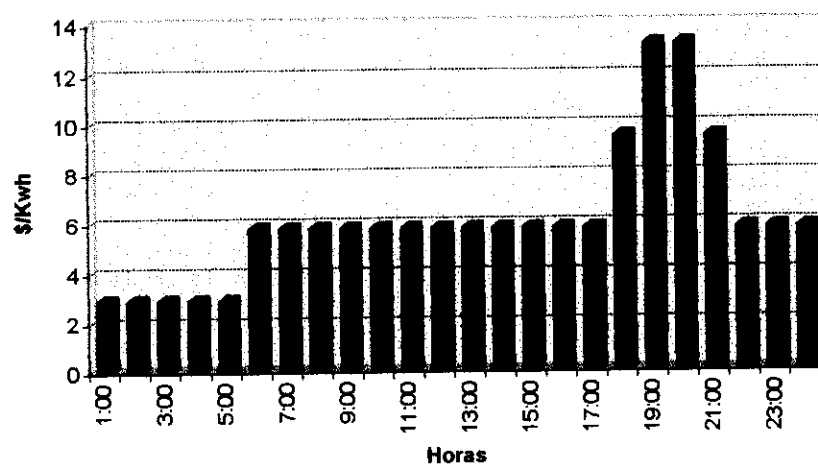


Figura 30. COSTO INCREMENTAL PARA LA HORA 19 (1994)

#### Costo Marginal Del kWh (Día Típico 1994)



Fuente : Informe de ISA. 1994.

FIGURA 31. Costo Marginal del kWh en día típico. 1994

## 7.2 ANALISIS DE LAS TARIFAS DE LA ENERGIA ELECTRICA DESPUES DE LA PUESTA EN FUCIONAMIENTO DE LA BOLSA

### 7.2.1 Intercambios Comerciales En La Bolsa

Antes del inicio del mercado mayorista, el sector eléctrico estaba compuesto por 17 generadores de los cuales tan solo 1 era privado, 34 comercializadores y 10 transportadores. Hasta principios de 1997 se han registrado ante el SIC 8 nuevos comercializadores y cuatro generadores privados más.

	JULIO 1995		JULIO 1996	
	Públicos	Privados	Públicos	Privados
Generadores	16	1	16	2
Comercializadores	32	2	36	6
Transportadores	10	0	10	0

Fuente : Plan de Expansión - UPME. 1996

TABLA 8. Agentes Participantes en el Mercado Mayorista hasta 20 Jul/96

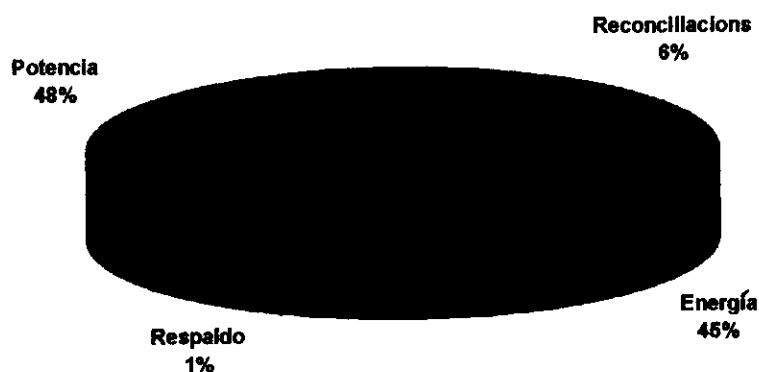
### 7.2.2 Evolución de la Bolsa de Energía.

Durante el tiempo que ha operado la Bolsa de Energía se han registrado transacciones de corto plazo por cerca del 25% de la demanda total del sistema con un precio promedio de bolsa de 25.07\$/kWh hasta el mes de Julio de 1996.

Este precio corresponde al valor total de las transacciones realizadas en la Bolsa por cada kWh de energía suministrado bajo esta modalidad.

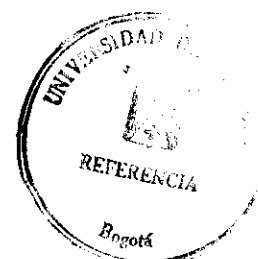
Este precio se compone de varios elementos comerciales como son : el precio de venta de la energía, el cual corresponde a las ofertas realizadas por los generadores, y que en promedio ha sido de 11.32 \$/kWh. El segundo elemento se conforma el precio total es el cargo de potencia que equivale a 12.32 \$/kWh de las transacciones en Bolsa. Adicionalmente se cuenta con cargo por respaldo, y los costos de las restricciones y reconciliaciones que suman 1.43\$/kWh.

Las Figuras 32 y 33 muestran la su composición de acuerdo a los diferentes conceptos comerciales y evolución del precio de la energía en bolsa durante el periodo julio 20 de 1995 - diciembre de 1996.



Fuente : Plan de Expansión - UPME. 1996

FIGURA 32. Composición del Costo Medio de Energía Eléctrica en Bolsa





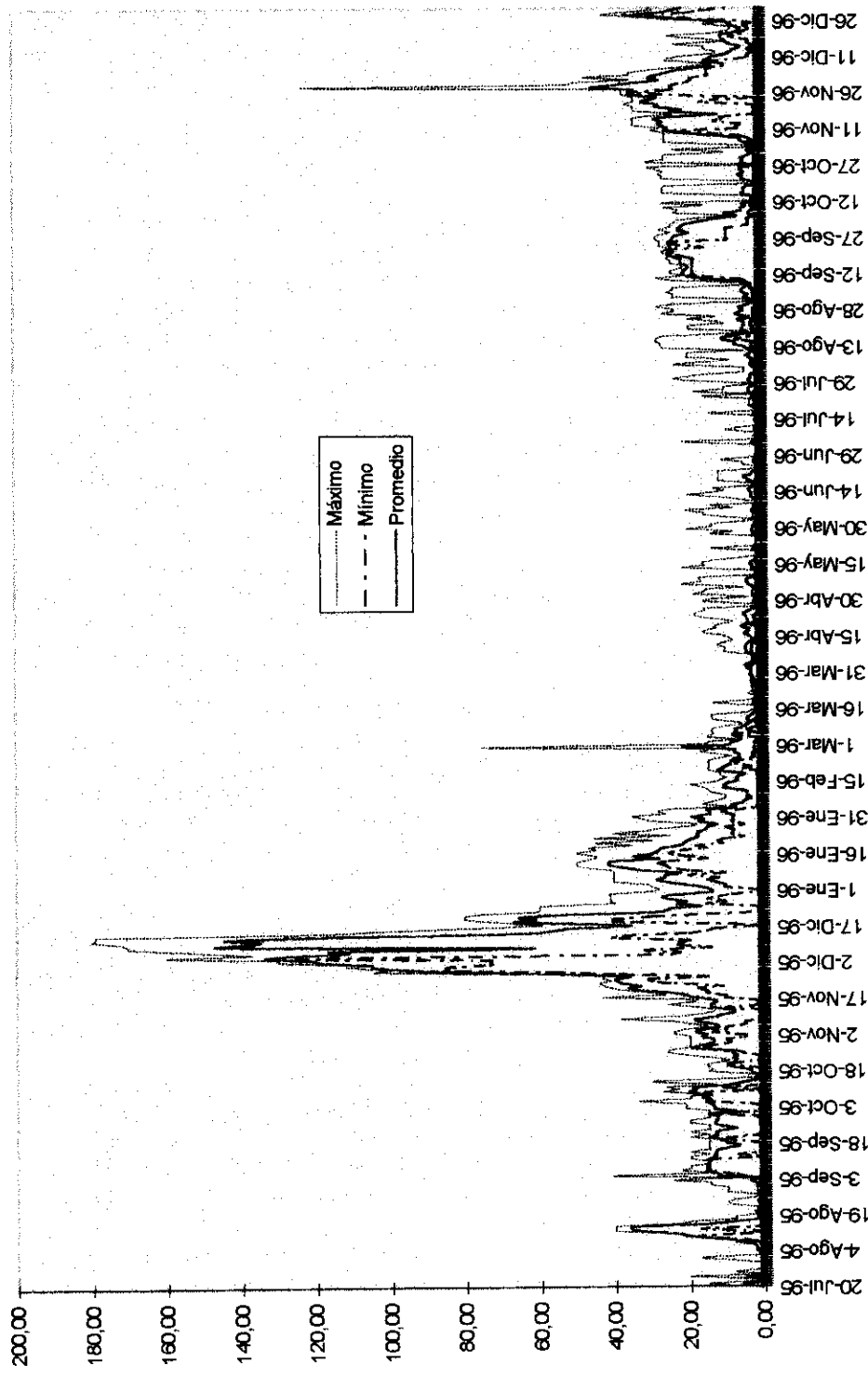


FIGURA 33. Comportamiento del Precio de Bolsa Promedio Jul/95 - Dic/96

### Precio Ponderado Horario

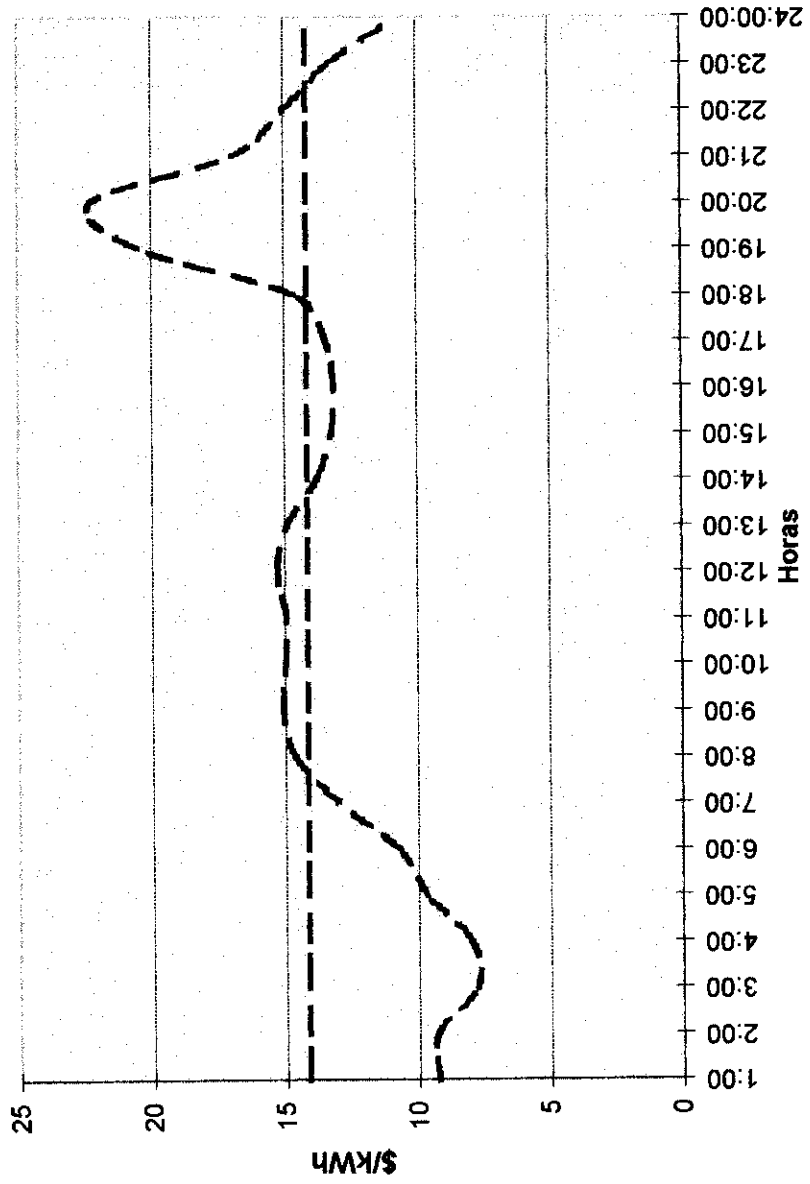


FIGURA 34. Precio Ponderado Horario Jul/95 - Dic/96

# Precios Móviles

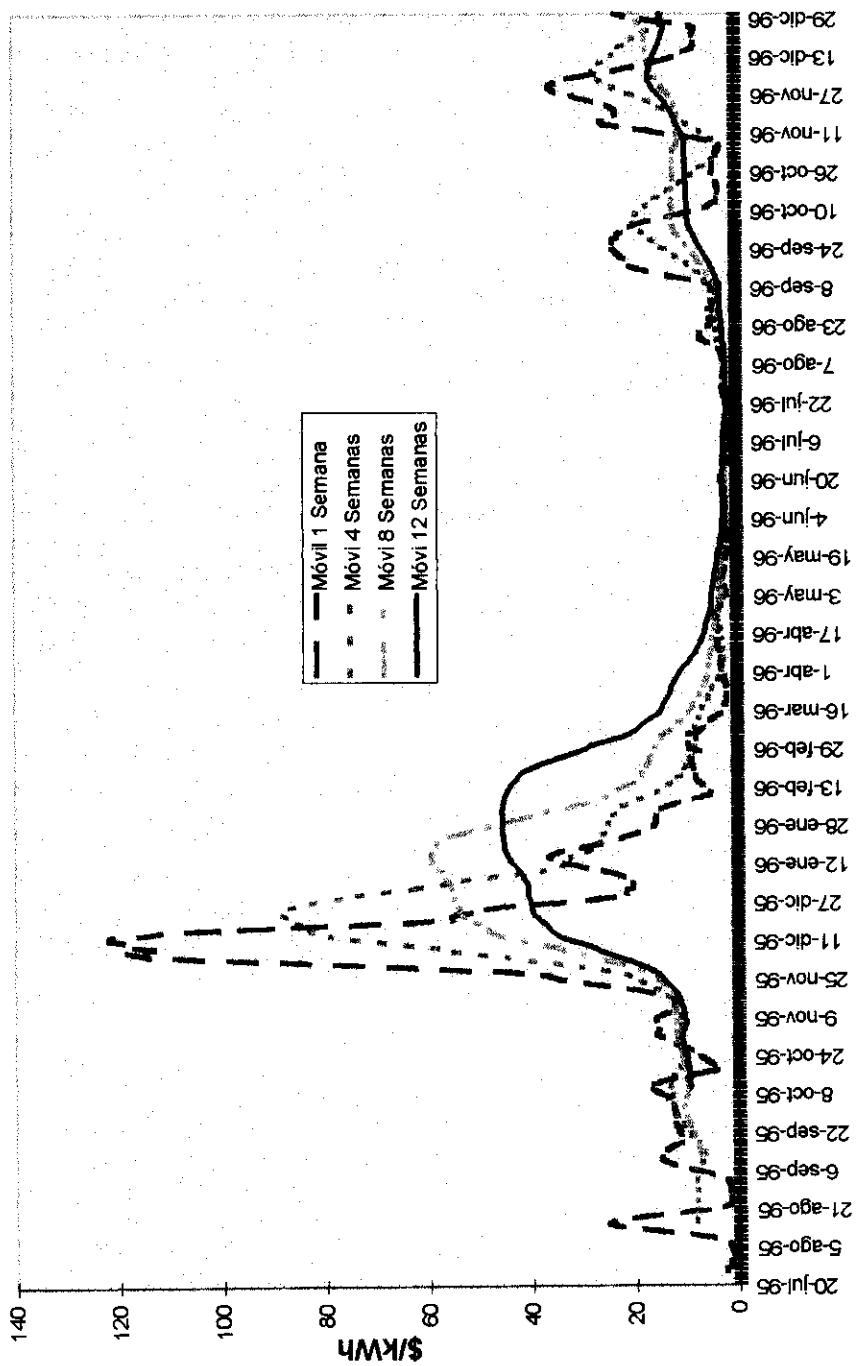
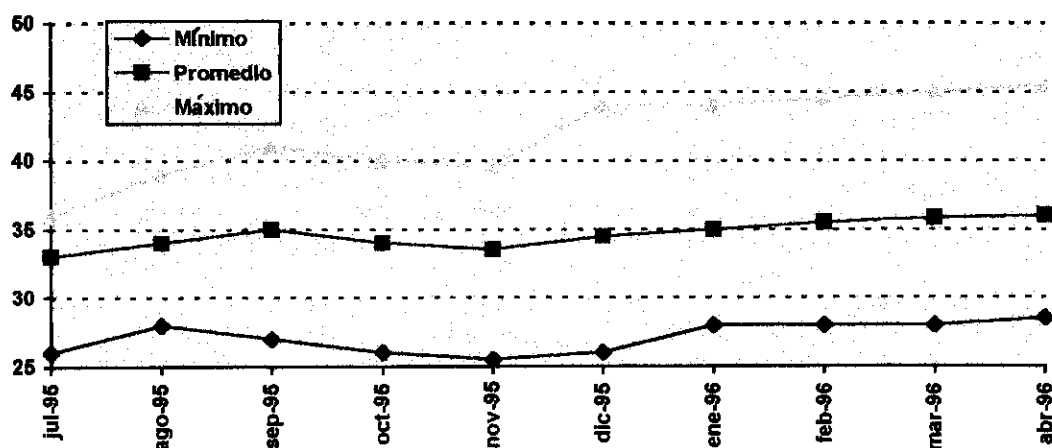


FIGURA 35. Precios Móviles Jul/95 - Dic/96

### 7.2.3 Contratos de Compra de Energía

Como se mencionó, el segundo mecanismo para la compra de energía esta dado por la realización de contratos de largo plazo de manera bilateral. Durante el período del 20 de julio de 1995 hasta el mes de Julio de 1996 se firmaron un total de 168 contratos de compra de energía por un monto de 17,702 GWh, a una tarifa media de 35.5 \$/kWh, con un valor máximo de 46.6 \$/kWh para el mes de diciembre y un mínimo de 26.6 \$/kWh correspondiente al mes de julio de 1996, como se indica en la Figura 34. Estos contratos cubren el restante 75% de la demanda de energía. Sus modalidades se resumen en la Tabla 4.



Fuente : Plan de Expansión - UPME. 1996

FIGURA 36. Evolución de los Precios de los Contratos de Largo Plazo

<b>Tipo de Contrato</b>	<b>Cantidad de Contratos</b>
Pague lo Contratado	69
Pague lo Demandado	44
Pague lo Demandado pero con Tope	40
Pague lo Generado	6
Generación Disponible	4
Disponibilidad Comercial	2
No Regulados	1
Entre Comercializadores	1
Entre Generadores	1
<b>Total Contratos</b>	<b>168</b>

Fuente : Plan de Expansión - UPME. 1996

TABLA 9. Tipos de Contratos de Largo Plazo Utilizados en la Bolsa del 20 Julio 1995 al mes de Julio de 1996

#### **7.2.4 Tarifas de Energía Eléctrica**

La Figura 35 muestra la proyección de las tarifas de energía eléctrica para los sectores residencial, comercial, industrial y oficial. Estas proyecciones tienen como base el comportamiento histórico de las tarifas y las disposiciones de la CREG en sus resoluciones, 80 del 27 de Diciembre de 1995, 112 del 28 de Noviembre de 1996 y 113 del 27 de Noviembre de 1996, sobre el desmonte de subsidios en los estratos 4, 5 y 6, así como el cobro de la contribución para los estratos 5 y 6, y los sectores comercial e industrial.

## **8. MERCADOS, RIESGOS Y OPCIONES**

En Colombia se está desarrollando un proceso de desregulación en el mercado mayorista de Energía eléctrica, lo cual está originando un alto riesgo en las transacciones de compra y venta de la energía eléctrica. Este fenómeno hace necesario implementar nuevos instrumentos financieros que permitan afrontarlo y de los cuales se va a hacer referencia en este capítulo.

Cuando se habla del Riesgo presente en Colombia se refiere a la incertidumbre que está presente en cualquier transacción de energía eléctrica, debido a :

- La transición que está viviendo el sector eléctrico colombiano, al pasar de un mercado controlado a uno de libre competencia.
- La alta dependencia del sector eléctrico colombiano del parque hidráulico.
- La gran incertidumbre existente en el comportamiento de la oferta y la demanda en el sector.

- La presencia del riesgo regulatorio, originado por la CREG. Ya que este tiene la facultad de alterar la situación del mercado, y esto introduce incertidumbre en el comportamiento del mismo.

La energía eléctrica es un producto que puede negociarse dentro de un mercado de commodities (productos negociables), presentando algunas diferencias con la forma de negociar productos convencionales (café, petróleo, etc.) las cuales se describen a continuación:

- La energía demandada en un instante determinado debe ser generada, teniendo en cuenta que esta cantidad demandada está variando en el transcurso del día.
- Una transacción cualquiera afecta a las otras que se lleven a cabo dentro del sistema de potencia (niveles de tensión, sobrecarga de las líneas, etc.).
- El camino de entrega del producto se rige por las leyes físicas y en él se presentan caídas de tensión, flujos reactivos, baja confiabilidad, pérdidas por calor, etc.

Sin embargo se puede plantear un sistema de libre mercado de energía eléctrica. Una de las ventajas que permite un mercado libre a diferencia de un

centralizado es que los propios consumidores están en condiciones de controlarlo y de regular los costos de operación. Sus principales objetivos son:

- Igualdad de oportunidad.
- Mayor eficiencia en el mercado, haciendo factibles las operaciones.
- Perfeccionar los flujos de información acerca del estado de la oferta y demanda, por ejemplo los costos de operación, posibles transacciones, operaciones llevadas a cabo, etc.

## 8.1 EL RIESGO

### 8.1.1 Definiciones de Riesgo.

- **Riesgo Económico o de la Empresa** : Son todas aquellas eventualidades que pueden afectar el resultado de explotación, y que se derivan de la incapacidad de la firma para garantizar la estabilidad de este resultado. Esto sucede porque la empresa está siempre a merced de las fluctuaciones del mercado y de otras eventualidades. Este tipo de riesgo es independiente de la estructura financiera de la compañía. En nuestro caso particular, en un mercado de energía eléctrica el Riesgo son todas aquellas eventualidades que se pueden presentar en el desarrollo de una transacción de energía



eléctrica y que además de afectar el resultado esperado, no pueden ser controladas por la empresa que compra o vende energía, ya que son el resultado de los estados que se puedan presentar en la naturaleza. El riesgo, en el caso de la bolsa de energía, es producido por el grado de incertidumbre que representa el pronóstico de un precio en bolsa, se dice que el riesgo aumenta en aquellos períodos donde se presenta gran volatilidad de los valores de la energía en la bolsa, es decir, si se compara los valores promedio de varios días consecutivos, la diferencia entre ellos es muy grande y no hay una función definida que se aproxime a dicho comportamiento. Como se puede ver, esta volatilidad es una situación que no depende de la empresa comercializadora de energía y sin embargo está afectando los resultados esperados por la empresa en sus operaciones.

- **Riesgo Financiero** : es aquel que se origina cuando la empresa contrae deudas a largo plazo y hace referencia a las eventualidades que pueden afectar al resultado o beneficio neto de la compañía. En otras palabras, se refiere a la posibilidad del pago de la deuda.

### **8.1.2 Tipos de Riesgo.**

#### **8.1.2.1 Riesgo de Crédito : ( Credit Risk ).**

Refleja el nivel financiero de las instituciones y su habilidad para realizar y cumplir sus obligaciones bajo el contrato. Cuando un Banco u otro

establecimiento financiero actúa como intermediario entre dos o más partes de una transacción, este puede asumir el riesgo crediticio de cada una de las partes.

#### **8.1.2.2 Riesgo País : ( Sovereign Risk ).**

Refleja el nivel financiero del país y el status de su moneda en términos de control de cambio de moneda extranjera existente o de carácter potencial. Es función de la política de estabilidad del país, de su crecimiento económico y de su trayectoria histórica y social respecto al cumplimiento de sus compromisos financieros internacionales.

En el año de 1986 Colombia figuró con un riesgo-país de 82-84% siendo uno de los mejores en Latinoamérica<sup>(25)</sup>.

En el mercado de energía eléctrica, este riesgo se ve representado por la variación del precio del kWh en el mercado a causa de la situación económica del país, es el caso que se presentó en Colombia entre los meses de enero y febrero de 1997 con la crisis económica, donde se afectó las tarifas de la energía con el incremento de los impuestos, la reducción del gasto en obras de infraestructura, afecta, en el sentido que limita la ejecución del plan de

---

<sup>25</sup> Estrategia Financiera : Riesgo-País : venta de créditos, No. 14 de Diciembre de 1986.

expansión de la UPME, causando mayores costos de operación para cubrir la demanda, lo cual se ve reflejado en el aumento en el cargo por restricciones del sistema.

### **8.1.2.3 Riesgo de Mercado : ( Market Risk ).**

Muestra la relación inversa entre vencimiento y liquidez y, a su vez, las dificultades de tomar posiciones de reversión. Es decir, el riesgo de mercado depende de las condiciones de mercado (tasas de cambio y tasas de interés) y viene reflejado por los vencimientos a mayor plazo, la estrechez en su liquidez y la mayor dificultad para cambios de posiciones. Es un riesgo sistemático no eliminable mediante diversificación<sup>(26)</sup>.

En el sector eléctrico depende de las condiciones que se puedan presentar en el mercado, al cabo de un tiempo considerado, para realizar una transacción de energía eléctrica, más concretamente se refiere a las variaciones que se pueden presentar entre la oferta y demanda de energía eléctrica con respecto a la oferta y demanda pronosticada para cierta fecha. La demanda y la oferta del kWh a diferencias de otros productos esta variando hora a hora en el día.

---

<sup>26</sup> Diversificación : Es un proceso de eliminación de riesgos parciales que conforman un riesgo total.

#### **8.1.2.4 Riesgo de Desfasamiento : ( Mismatch Risk ).**

Muestra la dificultad de un determinado desfase en los vencimientos. Tal desfasamiento tiene lugar en términos de plazo o de montantes de pago en dinero.

#### **8.1.2.5 Riesgo de Base : ( Basis Risk ).**

Entendemos por BASE, la diferencia entre el precio cash (contado) y el precio a futuro de un determinado activo.

El riesgo de base reside en que dicha base varíe desfavorablemente respecto a una determinada posición estratégica de cobertura.

Ello ocurrirá si la base se reduce en una cobertura larga (de compra) o se amplía en una cobertura de venta (corta) respecto a la prevista. Las posiciones contrarias darían un exceso de cobertura.

En nuestro caso la base es la diferencia entre el precio de contado del kWh en el presente, con respecto al precio del kWh esperado en el futuro.

#### **8.1.2.6 Riesgo de Entrega : ( Delivery Risk ).**

En cualquier transacción de divisa extranjera hay riesgo de entrega. Por ejemplo, entre la liquidación de divisas fuera de los Estados Unidos y los horarios de operación en dólar USA.

En el mercado eléctrico si se considera una falla física del sistema (corto circuito en una línea de transmisión, distribución, derrumbe de una torre, etc.) ya sea por fenómenos naturales, accidentes o atentados terroristas, que limiten la entrega física de la energía, representando grandes pérdidas para un comercializador, en particular si sostiene un contrato tipo pague lo contratado, donde se compromete a entregar la cantidad de energía pactada.

#### **8.1.2.7 Riesgo de Volatilidad.**

También denominado “riesgo de trayectoria”, y recoge todos aquellos factores de variación que corresponden a fluctuaciones de tasas de interés de Títulos (riesgo de tasas interés), de riesgo de cambio o cualquier otra razón que pueda generar volatilidad en una inversión.

Se considera que el precio de la energía en bolsa es volátil, cuando notamos que el precio de bolsa promedio de un día cambia respecto a los días consecutivos con una varianza muy grande y por lo tanto se dificulta obtener

con seguridad una probabilidad de ocurrencia de un precio determinado y consecuentemente no se puede hallar una función que se aproxime a dicho comportamiento. En estos casos el valor del precio real puede influir notoriamente en los resultados que se habían esperado en una transacción. Para estos casos es recomendable hacer contratos especiales (CAP'S, FLOORS, etc.) o hacer usos de opciones de compra y/o venta.

## **8.2 TIPOS DE OPERACIONES PARA MANEJO DE RIESGO**

Las siguientes operaciones las puede utilizar un generador o un comercializador de energía eléctrica para que una decisión bajo riesgo maximice sus utilidades.

### **8.2.1 Cobertura.**

Entendemos por hedging aquella técnica financiera que intenta reducir el riesgo de pérdida debido a movimientos desfavorables de precios en materia de tasas de interés, tasas de cambio, movimiento de las acciones, precios en Bolsa de energía, o cualquier otro “commodity” en general, en nuestro caso específico a la variación de precios de energía eléctrica en la bolsa de energía.. En síntesis es una acción de protección y cobertura del riesgo.

El concepto de Hedging consiste en tomar una posición a plazo (forward) o a futuro que sea equivalente y opuesta a una posición existente o anticipada sobre el mercado de contado (cash), a fin de reducir sus riesgos. Basado en pronósticos y amplio conocimiento del bien a transar.

En este tipo de operación juega un papel importante la **Base**, que representa la diferencia entre el precio a plazo y el precio al contado.

Para hacer un "hedging" (cubrimiento del riesgo) las empresas recurren a la compra de opciones o a utilizar ciertos contratos especiales (forward, caps, floors, collars, etc) que se estudian en el transcurso de éste capítulo.

Se da la opinión de que la cobertura es perfecta si la variación de la base es nula o si la anticipación sobre la base se materializa.

Las técnicas de cobertura acaban con especular sobre la base, o que la cobertura es una estrategia que busca la neutralización solo del riesgo base y nunca del riesgo total.

### **8.2.2 Especulación.**

Conjunto de operaciones que realiza una persona que decide aceptar el riesgo que representa una transacción en el mercado con el fin de incrementar sus

utilidades. Es la técnica opuesta al hedging, donde el participante de la transacción decide reducir el riesgo en sus operaciones.

Este sistema de operaciones se dividen en dos partes :

- Las basadas en una actividad de especulación asumiendo el riesgo de mercado.
- La que engloba al arbitraje y el spreading (se define más adelante).

#### **8.2.2.1 Especulación.**

En este tipo de operación se sigue la misma lógica a plazo que al contado, es decir, si se espera una baja de los Precios de Bolsa se compra el contrato, y si se espera un alza, se vende el contrato.

Se dice que los mercados futuros son peligrosos por su gran volatilidad, pero, en realidad, el precio de un contrato no es más ni menos volátil que la trayectoria de las obligaciones al contado. El peligro proviene del hecho del apacalamiento, definido como la suma de dinero necesario para controlar un montante de determinados recursos. El apacalamiento es el responsable de que los mercados a futuro sean considerados como una inversión a muy alto riesgo.



### **8.2.2.2 El Arbitraje.**

Denominamos arbitraje al proceso por el cual se obtienen resultados provechosos de la existencia de precios diferentes por el mismo producto, en el mismo momento, pero en diferentes mercados.

La aceptación de mercados distintos puede hacer referencia a diferentes localidades geográficas por el mismo activo (energía, potencia) o a diferentes activos en una o en más localidades.

Como un ejemplo particular para el caso de la energía eléctrica, podemos ver que una industria conoce que la tarifa de energía en bolsa se incrementa en las horas pico de la curva de demanda del país en un día determinado, el industrial puede reducir la facturación del mes siguiente comprando su energía con contratos a largo plazo directamente con los generadores a un precio que considere sea menor al valor promedio de las horas pico en bolsa, en las horas no pico decide comprar su energía en bolsa porque de acuerdo a sus pronósticos, la energía en este tiempo tiene un precio bajo en bolsa. El único riesgo que corre el industrial es que baje el precio en bolsa en las horas pico y/o se incremente el precio a las horas no pico, lo cual aunque se ha presentado en los registros históricos de la bolsa, es un hecho poco probable. De esta manera está comprando su energía en dos mercados diferentes, el de contado (contrato directo con los generadores) y el mercado de bolsa, utilizando lo más provechoso de cada uno.

### **8.2.2.3 Spreading.**

Se denomina Spread a la diferencia existente en el precio de dos instrumentos. La técnica de Spreading consiste en una operación simultánea de compra y de venta de dos vencimientos distintos de un mismo contrato. Se considera menos arriesgada que la de arbitraje dado que evita el riesgo de base. El motivo de la operación reside en el intento de aprovechar un cambio probable en el precio de ambos contratos. Se distinguen dos tipos de Spread : el spread inter-contrato y el spread inter-mercado.

- Spread Intercontrato : Se trata de una compra y una venta simultánea, con vencimientos distintos de un mismo contrato. Es decir, comprar lo que es susceptible de subir su cotización y vender aquello que deberá bajar o subir en menor proporción.
  
- Spread Intermercados : Se trata de una compra y una venta de un mismo contrato, con carácter simultáneo.
  - a) con el mismo vencimiento sobre dos mercados.
  - b) de dos contratos diferentes sobre el mismo mercado.

En las dos clases anteriores de Spread se pueden presentar también los Bull Spread y los Bear Spread.

La denominación “Bullish” se aplica al mercado alcista, donde actúan quienes prevén seguir la estrategia de comprar al precio bajo más cercano y vender al precio alto posterior, si se cumplen las expectativas del mercado.

En el caso de un mercado con expectativas bajistas, denominado “Bearish” la estrategia consiste en vender un contrato de vencimiento cercano y comprar otro de vencimiento posterior. Es de anotar y de resaltar el importante papel económico ejercido por el “Trading” en el sentido de que :

- Permiten la transferencia de riesgo siendo la contraparte la cobertura.
- Mejoran la eficacia de los mercados atacando las anomalías de los mercados.
- Aseguran la liquidez del mercado, incrementando la confianza de los inversionistas, sin los cuales no podría financiarse eficazmente la economía.

### **8.3 INSTRUMENTOS FIJOS DE GESTION DE RIESGO**

Un instrumento de gestión de riesgo, se utiliza para aplicar una de las técnicas financieras estudiadas en la sección anterior (hedging, trading o spreading), mediante las cuales se puede tomar una posición de aversión o propensión al

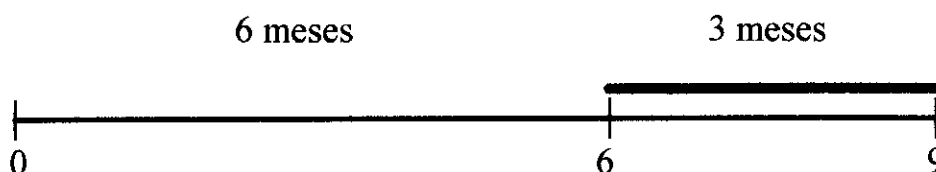
riesgo. Son llamados fijos, porque una vez firmado el contrato, se especifica el instante de tiempo en el cual comienza a ser vigente la ejecución del mismo. Los principales contratos que se clasifican dentro de ésta asignación se describen a continuación.

### **8.3.1 Contratos a Plazo “FRAs”.**

Un FRA (Forward Rate Agreement), es un contrato redactado a medida de las necesidades de una empresa, mediante el cual el interesado pacta con una entidad, normalmente un generador o un comercializador, la fijación del Precio de mercado sobre un montante nominal correspondiente a una Energía, o a una Potencia.

Si el Precio Bolsa del mercado al entrar en vigencia el contrato (fecha de iniciación) resulta superior al Precio pactado, sería la entidad vendedora quien debería asumir la diferencia. Si el Precio resultante en el mercado fuera inferior al establecido en el contrato, la parte compradora debería asumir la diferencia hasta el Precio contractual. No se establecen márgenes y el contrato se liquida al contado. La garantía permite fijar un Precio Bolsa para un período preciso en el futuro.

El período de duración del contrato de un FRA puede ser, por ejemplo, de seis contra nueve meses, es decir, el precio de la energía (fijado a mutuos acuerdo entre las dos partes) a tres meses después de seis meses de firmar el contrato.



Fuente : Nuevos Instrumentos Financieros. 1992

FIGURA 38. Período de duración de un FRA. Seis contra nueve (meses).

Los extremos acordados en el contrato son :

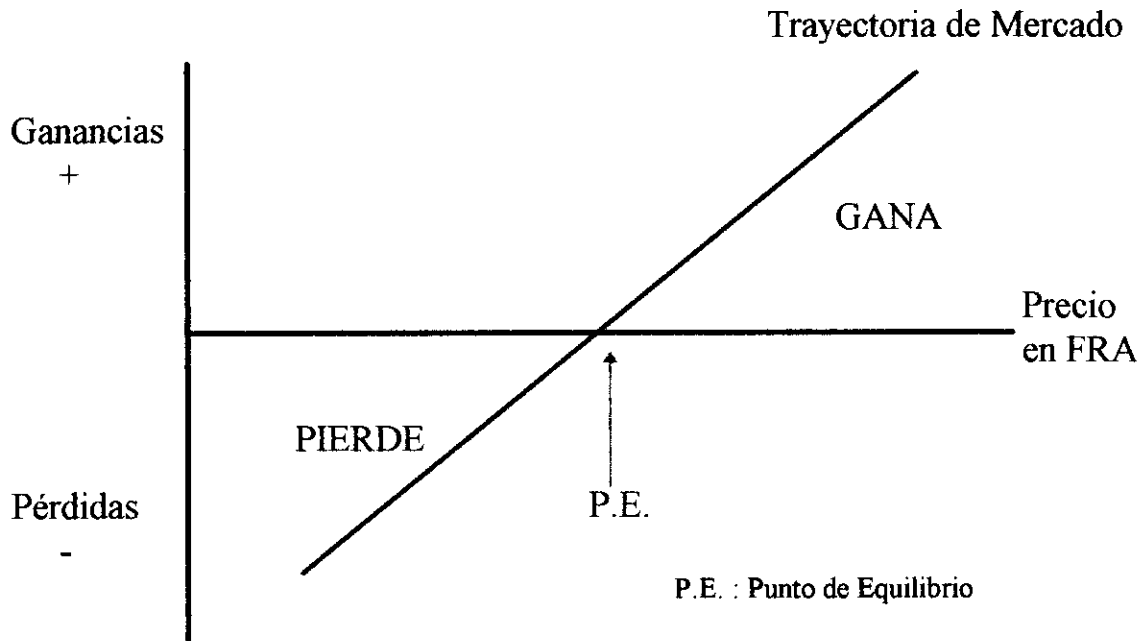
- Un Precio Bolsa vigente en el futuro.
- Un período de vigencia de dicho Precio de la energía.
- Un día en que dicho Precio entre en vigor .
- Liquidación del contrato al contado.

1 mes contra 3 meses 1 mes contra 2 meses 1 mes contra 6 meses	3 mes contra 6 meses 3 mes contra 12 meses	6 mes contra 9 meses 6 mes contra 12 meses	9 mes contra 12 meses
--	---	---	-----------------------

Fuente : Nuevos Instrumentos Financieros. 1992

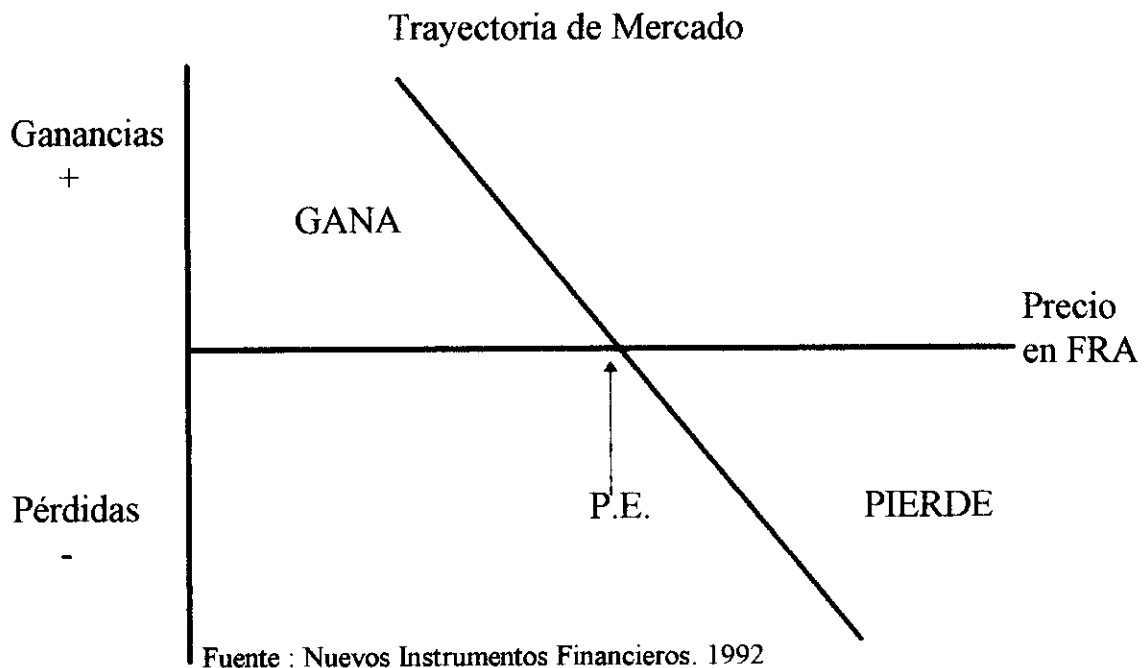
TABLA 10. Períodos Estándar de Cotización en los Contratos FRA

El comprador de un FRA es la parte contratante que desea protegerse de una subida del Precio de energía en Bolsa.



Fuente : Nuevos Instrumentos Financieros. 1992

FIGURA 39. Compra de un contrato FRA



Fuente : Nuevos Instrumentos Financieros. 1992

FIGURA 40. Venta de un contrato FRA

El vendedor es la parte contratante que desea protegerse contra una disminución del Precio Bolsa.

La venta de un FRA es análoga a la realización de un préstamo a desembolsar en el futuro.

La liquidación de un FRA se basa en calcular la diferencia entre el Precio Bolsa acordado en el FRA y el Precio de referencia especificado en el contrato (Tipo de Mercado). Esta diferencia se multiplica por la cantidad establecida como principal, y por el período de duración del FRA.

- Si en la fecha de liquidación el precio es superior al acordado, el vendedor abona la diferencia al comprador.
- Si el precio es inferior al valor acordado, será el comprador el que abone la diferencia al vendedor.

Un FRA es un contrato Forward de precio bolsa “over-the-counter”, es decir, de mercado libre o sin mercado físico.

### **8.3.1.1 Opción de FRA**

Cuando una empresa busca tomar ventaja de los movimientos del mercado, pero desea una cobertura en caso de que su estrategia sea equivocada, surge la necesidad de utilizar una **Opción de FRA**. La entidad (generador, comercializador) suscribe una opción de precio de energía para la empresa y, a cambio, por una prima recibe un precio garantizado el cual puede ejercitar su opción para comprar o vender. Si el mercado se mueve a favor del usuario, éste puede dejar vencer la opción y tomar ventaja absoluta de la tendencia favorable. Pero debe esperar que el movimiento beneficioso pronosticado exceda el costo de la prima.

### **8.3.1.2 Strip de FRA.**

Se denomina strip de FRA a una serie de contratos (combinaciones de FRA'S y opciones de FRA) para cubrirse de los movimientos de los Precios de la Energía en Bolsa.

### **8.3.1.3 Riesgos financieros y de mercado.**

Los FRAs llevan implícitos un riesgo financiero de reposición cuando la parte contraria incumple. Así, una entidad (generador, comercializador) se arriesga



con la esperanza de recibir un pago de su contraparte por efecto del desplazamiento de los Precios de energía en el mercado.

### **8.3.2 El Contrato Forward-Forward.**

#### **8.3.2.1 Definición y Operación.**

Este instrumento consiste en dos operaciones ligadas :

- Un contrato de fecha de hoy a Precio fijo, cuya duración es igual a la suma del período correspondiente al contrato previsto en el futuro, más la duración del periodo comprendido entre la fecha de hoy y el inicio del contrato futuro.
- Una inversión de estos fondos a Precio fijo entre la fecha de hoy y el inicio del contrato.

#### **8.3.2.2 Contabilización de Contratos Forward-Forward.**

Esta operación se considera económicamente muy cercana a los contratos de futuros, con diferentes tratamientos según se trate del comprador y vendedor.

Anunciamos tratamientos contables distintos, si se consideran desde el lado del comprador (función de cobertura) y del vendedor (función especulativa).

Se contabiliza en el balance desde el primer día.

### **8.3.3 Maximización de utilidades para el comprador o el vendedor de un contrato FRA o FORWARD.**

Los contratos "Fra" y "forward" tienen como principal función el "hedging" o cubrimiento del riesgo que representa una operación en un mercado tipo bolsa, siendo éste un contrato que garantiza al comprador de la energía, una unidad del producto (1 kWh) en un tiempo específico "T" (tiempo en que se entrega la energía). Con un precio de compra "ft" establecido en el tiempo "t" (tiempo en el que se realiza el contrato), donde se tiene que  $t < T$ , así el comprador conoce el precio y la cantidad con un tiempo de anticipación a la ejecución del contrato. De éste modo, el riesgo para el consumidor es nulo, a menos que el consumidor de ese kW no esté disponible en el tiempo de cumplirse el contrato.

Suponiendo que el producto se consume con certeza en el tiempo T y que esta entrega tiene un beneficio monetario en \$v para el comprador del "contrato forward", el beneficio del comprador es sólo de  $(v - ft)$ , con una probabilidad del 100%. En el caso de un consumidor flexible, es decir, que el consumo de la

energía pueda ser interrumpido sin advertencia y considerando que como mínima ganancia el comprador del contrato cuenta con su \$v, el consumidor de la energía podría venderla al cabo del tiempo T, a la bolsa al precio "pt" que ésta tenga disponible, en lugar de consumirlo. El consumidor flexible puede hacer esta operación resolviendo el siguiente problema:

$$\text{Max} ( v, pt ) = v + \max ( 0, pt - v ),$$

Con ello el comprador del contrato, garantiza un beneficio de por lo menos \$v. Pero debido a que el consumidor tiene la opción de vender la unidad o consumirla, aparece un nivel de riesgo más alto, llamado "upside risk" que implica un beneficio adicional (no certero), lo cual se puede obtener maximizando  $( 0, pt - v )$ . Ahora, si el comprador decide afrontar el riesgo, esperará el precio correspondiente a la variable aleatoria que implica una venta al precio de bolsa, de otro modo se resignará a obtener un precio igual al cual compró la energía.

De igual forma un generador de energía puede entrar a participar de un contrato para reducir el riesgo de la variación del precio en bolsa. Un generador comprometido a producir un kW en un tiempo determinado T y conociendo que la producción tiene un costo de \$w, puede vender un contrato en un tiempo  $t < T$  a un precio ft, recibiendo un beneficio monetario certero de  $( ft - w )$ .

Si el productor de la energía es flexible existe la opción de aceptar el contrato y si no es posible la transacción a mutuo acuerdo de los participantes del contrato, se puede entregar esa energía al mercado tipo bolsa al precio que esté disponible  $pt$ . Y para realizar dicha operación el generador debe resolver el siguiente problema:

$$\text{Max} ( -w, -pt ) = -w + \text{max} ( 0, w - pt ).$$

Luego, si el productor decide afrontar el riesgo prefiere esperar a ofrecer su energía a la bolsa y obtiene un ingreso adicional no certero, maximizando  $( 0, w - pt )$ .

Las decisiones anteriores las puede tomar un comprador o vendedor de energía basado en sus estudios sobre el pronóstico del mercado en el futuro.

#### **8.4 INSTRUMENTOS VARIABLES DE GESTION DE RIESGO**

Con la finalidad de proteger a la empresa, en la gestión de riesgo representado por la variación de los precios de la energía en bolsa se utiliza instrumentos que pueden ser utilizados en el momento que el poseedor de los mismos decida hacerlo o cuando las condiciones del mercado exijan la ejecución de ellos. Los

principales tipos de contratos son : CAPs (techos), FLOORs (suelos), COLLARs (suelo-techo), CORRIDORs, SWAPTIONs y Opciones de CAPs.

El vencimiento de CAPs, COLLARs, FLOORs es generalmente inferior a tres años, pero las entidades (generadores, comercializadores) se han visto capaces de ofrecer CAPs de más largo vencimiento.

Los CAPs, COLLARs y FLOORs son considerados como opciones de Precio de energía que ofrecen protección por efecto de un alza o caída de dichos Precios.

CONTRATOS DE CUBRIMIENTO DE RIESGO			
CAPs	=	protegen a un	comprador
FLOORs	=	protegen a un	vendedor

Fuente : Nuevos Instrumentos Financieros. 1992

TABLA 11. Protección de riesgo por contratos CAPs y un FLOORs

#### 8.4.1 Contrato de CAP

Los CAPs consiste en la protección de Precios Bolsa futuros mediante un contrato por el cual una entidad (generador, comercializador) puede ofrecer a una empresa contratante la fijación de un tope máximo a los Precios de la

energía, con una vigencia de hasta tres años, a cambio de una comisión mensual o anual pagadera al inicio de cada período.

El CAP sirve para fijar un límite superior a los posibles Precios Bolsa resultantes. Además, contrariamente al contrato FRA, que fija definitivamente el Precio, mediante el contrato CAP permanece en régimen de tipo variable, beneficiándose de bajas eventuales en el Precio Bolsa, pero con la limitación establecida en caso de alza del Precio.

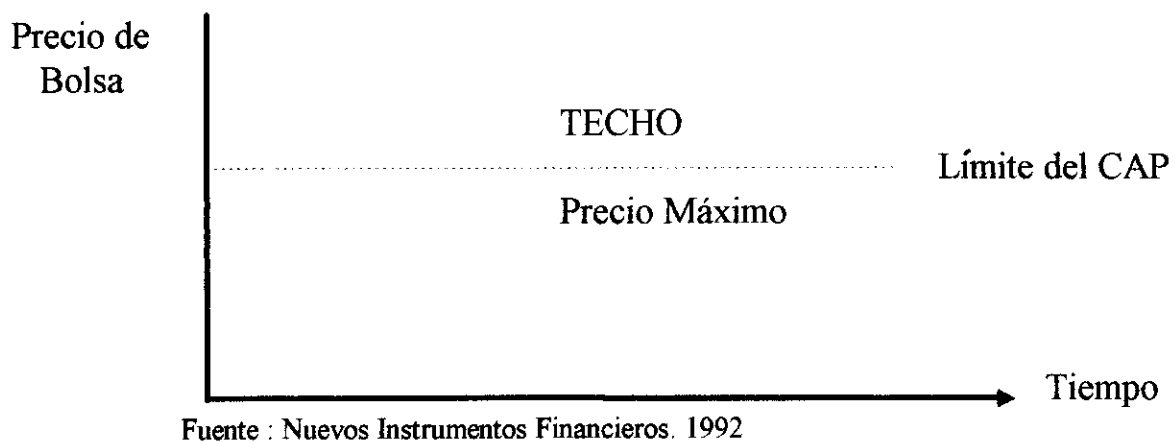


FIGURA 41. Cobertura CAP

Si el Precio Bolsa de mercado sobrepasa el límite convenido en el CAP, la entidad (generador, comercializador) que lo ha garantizado paga la diferencia

entre el Precio de mercado y el Precio de limite garantizado, y durante el período en que transcurra la operación, de forma similar al FRA.

Si los Precios de mercado resultan inferiores al limite establecido, la empresa continua beneficiándose de Precios más bajos que el limite establecido y no debe nada en absoluto a la entidad (generador, comercializador), contrariamente a lo que ocurre en el FRA.

**“El contrato de CAP resulta un verdadero contrato de seguro”.**

Es evidente que el CAP tiene un costo, tanto más elevado cuanto más bajo esté el limite de Precio Bolsa elegido, que se refleja en la prima del CAP, cuyo montante es mayor o menor en función de lo precedente.

Desde el punto de vista de la empresa pueden adoptarse dos tipos de gestión :

- Gestión muy conservadora : Fijará los limites de Precios bajos, con un costo elevado, pero con una CERTEZA casi total de los costos financieros, y pagará una PRIMA ELEVADA para GRAN CERTEZA.
- Gestión más agresiva : No se protegerá más que contra accidentes de importancia en las fluctuaciones de los Precios, aceptando débiles subidas

de tipo eventual, pero, a su vez, pagará una PRIMA MENOR con una INCERTIDUMBRE MAYOR.

Como ejemplo : un comercializador adquiere un techo pagando una prima a un generador. El generador le garantiza que cuando el precio en bolsa supere el valor del techo, el comercializador queda libre de pagar ese excedente el en precio de la energía y lo asume el generador..

Caben variaciones del contrato CAPs consistentes en :

- a) **Opciones de CAPs** : Consiste en una opción de compra de un CAP en el futuro. El usuario suele ser una empresa que desconoce el movimiento futuro de los Precios Bolsa y esta comprometida en una oferta importante, y por tanto necesita tener la capacidad adecuada para fijar el costo de su contrato.
- b) **CAP Estacional** : Correspondería a un CAP en el que el principal precio protegido varia de acuerdo con las demandas por estaciones de consumo del comprador.
- c) **CORRIDOR** : El comprador de un CORRIDOR adquiere un CAP a un plazo y un Precio de la energía determinado y en la misma transacción vende un CAP a un precio más alto.



Su riesgo reside en que si el Precio se mueve por encima del establecido en la compra, está protegido, pero si sobrepasa el precio de venta queda en evidente desprotección.

Este es otro método para reducir el premio cuando el comprador tiene la absoluta certeza del movimiento de los Precios y se esquematiza en la figura 40.

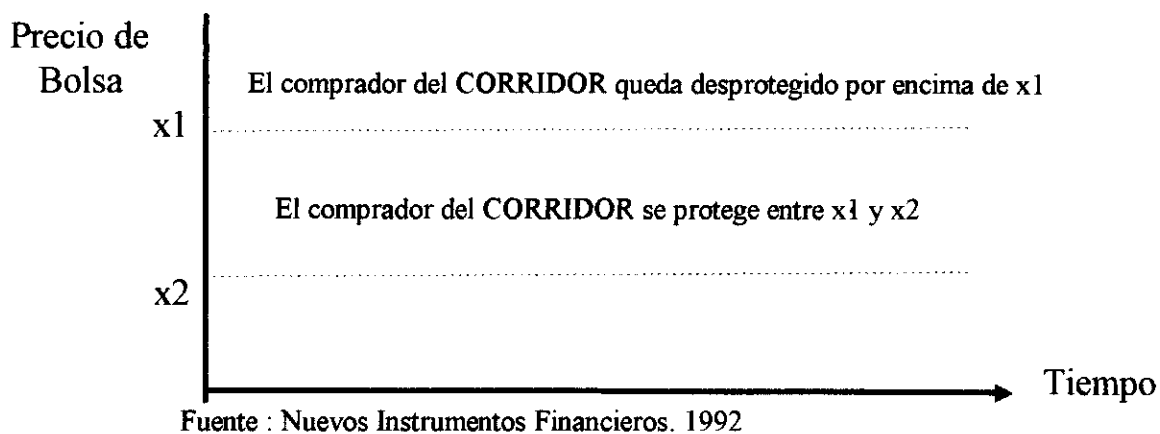
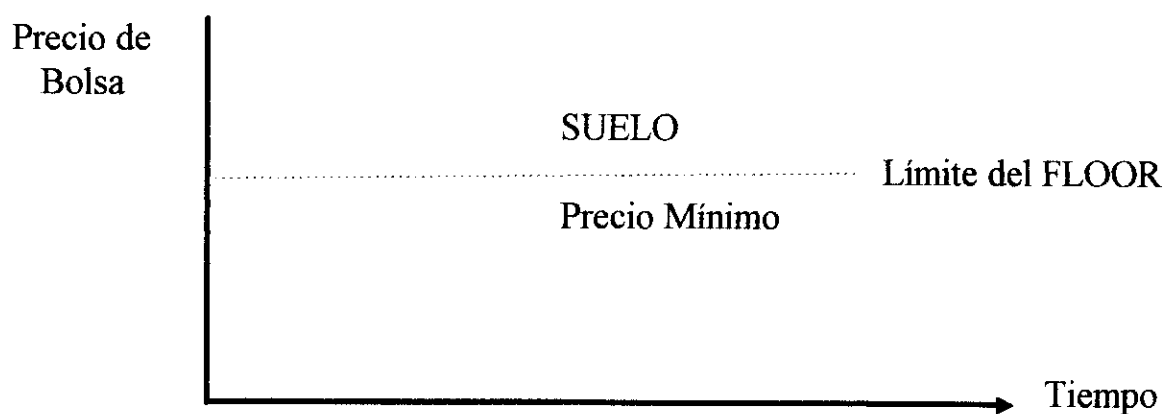


FIGURA 42. Cobertura CORRIDOR

Para nuestro caso un comercializador se cubre de un precio superior a  $X_2$  comprando un techo a un generador, y a su vez vende otro techo a un cliente no regulado por encima de  $X_1$ . Esto lo hace para estar cubierto entre  $X_2$  y  $X_1$ , y a su vez paga una parte de la prima al generador, con la prima que recibe del comprador de  $X_1$ . El único riesgo que se presenta al hacer esta operación para el comercializador, es que el precio supere  $X_1$ .

### 8.4.2 Contrato FLOOR.

Los FLOORs consiste en la protección de Precios Bolsa futuros mediante un contrato por el cual una entidad (generador, comercializador) puede ofrecer a una empresa contratante la fijación de un tope Mínimo a los Precios de la energía, a cambio de una comisión mensual o anual pagadera al inicio de cada periodo.



Fuente : Nuevos Instrumentos Financieros. 1992

FIGURA 43. Cobertura FLOOR

### 8.4.3 Contrato COLLAR.

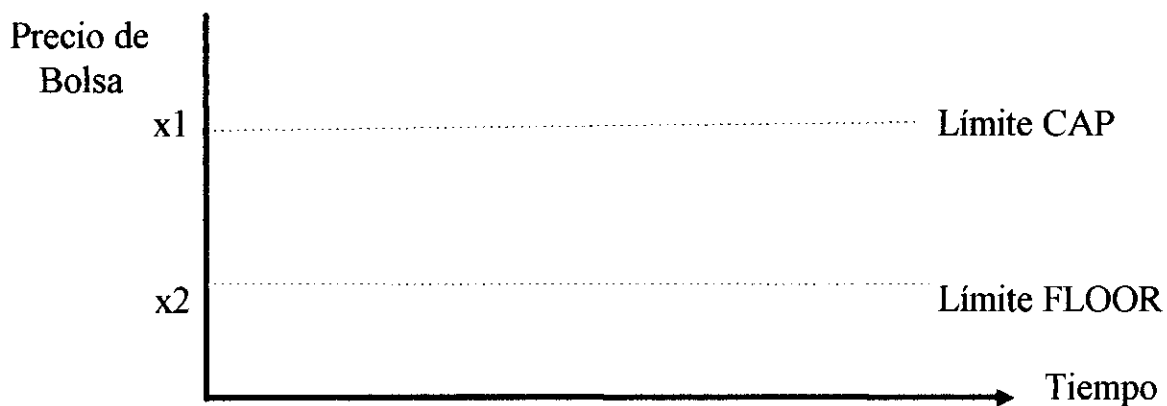
Un contrato COLLAR es un seguro de techo contra la subida de los precios de bolsa, pero limitando la oportunidad en caso de baja de los mismos. Un COLLAR es la combinación resultante de un FLOOR y un CAP, es decir :

implica la compra de un CAP y la venta de un FLOOR,  
 o  
 la compra de un FLOOR y la venta de un CAP.

También debemos tener en cuenta que la prima de un COLLAR es igual a la diferencia entre las primas de FLOOR y de CAP.

En efecto, la empresa interviniente en un COLLAR compra un CAP y paga una prima, pero, simultáneamente, vende un FLOOR por el que recibe la prima correspondiente.

Para un nivel de CAP determinado, si se ha elegido bien el nivel de FLOOR, la diferencia de las primas pagadas y recibidas puede ser nula, obteniéndose así un seguro gratuito únicamente en cuanto al pago de la prima.



Fuente : Nuevos Instrumentos Financieros. 1992

FIGURA 44. Cobertura COLLAR

## **8.5 OPERACIONES SWAP**

Una operación swap es una transacción financiera en la cual dos partes, una de ellas es el swap (intermediario), acuerdan intercambiar extremos de pagos (cargas financieras) o cobros (activos) en el tiempo.

Las partes deben tener interés directo o indirecto en intercambiar la estructura de sus deudas a la vez que cada parte del contrato obtiene, gracias al Swap, un costo de su obligación más bajo.

La importancia del Swap queda acreditada como protección empresarial a la situación actual de un sistema monetario internacional en crisis y es una acertada respuesta de las incógnitas que plantean las fluctuaciones monetarias y en el caso del mercado de energía, a las fluctuaciones de los Precios en Bolsa.

La crisis monetaria y la crisis energética han generado el paso de una rigidez de paridad de cambio a una flotación errática de las monedas y fluctuaciones difícilmente explicables de los Precios Bolsa. Las operaciones swap se han desarrollado como acertada respuesta a esas incógnitas.

## **8.6 MERCADOS DE “COMMODITIES” Y MERCADOS DE FUTUROS**

Los mercados (bolsas) de “commodities” y las negociaciones de futuros sobre “commodities”, se han desarrollado durante siglos para llegar a su estado actual. Las negociaciones a futuros se consideran operaciones de cubrimiento del riesgo derivado de fluctuaciones en el precio de los bienes o de las tasas de cambio (futuros sobre monedas). Sin embargo, en ellos interviene el “especulador”, quien buscando la obtención de rendimientos elevados, asume riesgos que otros prefieren evitar (cubrir) y transferirlos a ese especulador.

Conviene diferenciar dos tipos de negociaciones a futuros :

- Futuros de “Commodities” (café, cocoa, oro, plata, energía, etc.)
- Futuros financieros : monedas, tasas de interés, e índices bursátiles.

### **8.6.1 Contratos de Futuros.**

Se considera importante describir el funcionamiento y la estructura de un mercado de futuros, porque éste sistema representa una de las herramientas más eficientes en la distribución del riesgo entre las personas que deciden afrontarlo (especuladores) y quienes prefieren protegerse de él (hedgers), y de

ésta forma se obtiene transacciones que se llevarán a cabo, haciendo posible un mercado de energía eléctrica, buscando que sea eficiente, buscando maximizar las utilidades, la satisfacción de los clientes y además busca un mercado estable, que regule el precio y el número de unidades vendidas en un mercado de libre competencia, como el que se está implementando en el sector eléctrico colombiano.

Estos contratos tienen como principales características Las siguientes :

- Anonimidad de las partes contratantes, el comprador o vendedor de la energía se presentan ante una casa de compensación que se encarga de hacer efectiva la transacción.
- Confiabilidad en la ejecución de la transacción, la operación se lleva a cabo como se especifique en el contrato en la bolsa de futuros.
- Estimula la competencia, cualquier empresa puede hacer contratos futuros con igual oportunidad de participación.
- Permite información de los precios disponibles en la bolsa de futuros y de los contratos que cada agente del mercado ha realizado en el futuro.

Un contrato de Futuros es un acuerdo por lo cual las partes que intervienen en el mismo se obligan a la compra o venta de un número determinado de bienes o títulos a una fecha futura estipulados de antemano en el contrato y al precio que se presente en el mercado al cabo de ese tiempo.

### **8.6.1.1 Estructuras de un Mercado de Futuros.**

#### **8.6.1.1.1 La Bolsa de Futuros o Futures Exchange.**

Una Bolsa de Futuros es un lugar de encuentro entre compradores y vendedores donde, generalmente, mediante un proceso de subastas a viva voz o , mediante sistemas informáticos de contratación, se establecen precios para contratos específicos de Futuros y Opciones. Los mercados de futuros tienen algunos aspectos que la singularizan :

- No hay limitación en el número de contratos a negociar.
- Se puede comprar a tan largo plazo como exista alguien que quiera vender.
- No existe un stock finito de contratos en los cuales alguien que sea su propietario desee venderlos a otros.

- Una Bolsa de Futuros tiene siempre una Cámara de Compensación o “Clearing House”.

#### **8.6.1.1.2 Cámara de Compensación (Clearing House).**

La Cámara de Compensación es un mecanismo esencial para el buen funcionamiento de las Bolsas, dado que sin él, tanto los tomadores de riesgos como los que timan las posiciones de cobertura soportarían los riesgos de incumplimiento de un contrato por parte de algunos participantes. Ello generaría dificultades en los mecanismos de transferencia de riesgos en los mercados de futuros.

La Cámara de Compensación actúa como contraparte en todos los contratos de futuros y opciones. Por ello, adopta una posición como comprador frente a todo miembro de la Cámara que esté en función vendedora y como vendedor frente a cualquier miembro de la Cámara en función compradora. De ello se deduce que tanto los compradores como los vendedores de contratos de futuros y opciones no se generan obligaciones entre sí, pero sí entre el Clearing House y las firmas (compradores y vendedores) miembros. La Cámara de compensación actúa como parte de la operación, por lo que asume la responsabilidad de garante de la misma.



### **8.6.1.1.3 Determinación del Precio.**

Las Bolsas de Futuros son mercados libres donde convergen los múltiples factores que influyen en la oferta y en la demanda. Así, mediante el “trading floor” y el método de “open outcry auction”, o mediante la contratación electrónica, la negociación es conducida a una figura simple que es el PRECIO. La fluctuación mínima de precio, denominada TICK, viene establecida en el contrato.

### **8.6.1.1.4 Márgenes. Margen Inicial y llamadas de margen.**

Las Cámaras de Compensación pueden garantizar todas las operaciones hechas en el parquet, porque disponen de los márgenes de depósitos aplicados y basados en las posiciones de sus clientes.

El margen inicial de la Cámara de Compensación es el montante que la firma miembro de la Cámara debe tener en la cuenta en el momento en que ordena la compra o venta de un contrato de futuros.

Los márgenes en los contratos de futuros vienen determinados por el “Riesgo Base”. En un mercado volátil se exige un margen más alto y en un mercado menos arriesgado o menos volátil se exige un margen, generalmente, más bajo.

Hay que distinguir, por tanto, entre el denominado margen inicial y el margen de mantenimiento.

El **Margen Inicial (initial margin)** es el montante que un determinado participante en el mercado debe depositar en su cuenta de margen en el momento de colocar una orden de compra o venta de un contrato de futuros. Por este sistema los compradores y vendedores quedan protegidos contra un posible incumplimiento del contrato.

Un cliente debe mantener un margen mínimo establecido, conocido como **Margen de Mantenimiento (maintenance margin)**. Si este llega a ser más bajo que el monto mínimo exigido, el broker (corredor de bolsa) avisa a su cliente para que haga un depósito adicional para restablecer su cuenta al nivel del margen inicial.

En períodos de gran volatilidad del precio o de alto riesgo, la Cámara de Compensación podría exigir depósitos adicionales de margen en cualquier momento durante una sesión de negociación con el fin de cubrir precios adversos de cambio. A esta llamada de margen adicional se la denomina “variation margin call”.

### **8.6.1.1.5 Ordenes.**

Las órdenes más comunes y frecuentes son las siguientes :

a) **Orden de Mercado.**

Es la orden más común, en la que el cliente determina el número de contratos que desea comprar o vender para un mes determinado de entrega. El cliente no determina el precio al que desea iniciar la transacción, sino que simplemente espera la realización de la transacción lo antes posible al mejor precio posible.

b) **Orden con precio límite.**

En dicha orden se especifica el precio límite al que debe ejecutarse la orden del cliente. Dicha orden debe ser ejecutada solamente a dicho precio u otro mejor.

c) **Orden de ejecutar o anular.**

Responde a un precio límite que debe ser ejecutado de inmediato o en su caso cancelado.

d) **Orden de stop.**

Una orden de stop no se ejecuta hasta que el mercado llega a un determinado nivel de precio. Así, una “orden stop de compra se convierte en

orden de mercado cuando el contrato futuro se negocia a/o por encima del precio stop. Una “orden stop de venta” será efectiva cuando los contratos de futuros se negocien a/o por debajo del precio stop.

Las ordenes stop se utilizan normalmente para liquidar operaciones rápidamente con el fin de limitar pérdidas o proteger beneficios.

**e) Orden stop-limit**

Es una variación de la orden stop. Mediante la orden stop-limit, la negociación debe ser ejecutada al precio exacto o mantenida hasta que el precio establecido se vuelva a cotizar nuevamente.

**f) Orden Market-if-Touchet (MIT).**

Consiste en que la orden sea ejecutada solo si el mercado llega a un determinado precio. Una determinada MIT de compra llega a ser orden de mercado cuando un contrato de futuros negocia a/o por debajo del precio de la orden. Una MIT de venta llega a ser orden de mercado cuando los contratos de futuros se negocian a/o por encima del precio de la orden.

**g) Orden Time Limit.**

Algunos tipos de órdenes especifican el plazo en que dicha orden debe ser ejecutada. Así, una “day order” debe ser ejecutada a un determinado precio

durante la sesión del día. Si dicha orden no llega a ser ejecutada durante la sesión, queda automáticamente cancelada.

**h) Orden abierta o correcta hasta ser cancelada.**

Open or good-till-canceled (GTC). Puede ser ejecutada en cualquier momento hasta que el cliente la cancele o que en su caso el contrato expire.

### **8.6.1.2 LA FUNCION DE COMPENSACION.**

Para asegurar dicha función compensatoria, la Cámara debe registrar cada operación.

#### **8.6.1.2.1 Métodos de Compensación.**

Existen dos métodos básicos : - Compensación en bruto  
- Compensación en neto

- **Método de Compensación en Bruto :** Cada ordenante tendrá en los libros de la Cámara de Compensación una cuenta individualizada, que puede ser anónima o claramente identificada, donde se registran todas las transacciones que él realiza. Es la Cámara de compensación quien calcula las coberturas reglamentarias (depósitos y márgenes).

La Cámara recibe la totalidad de los depósitos de garantía, ya sea directamente de los ordenantes claramente identificados (en bruto abierto), o ya sea de los intermediarios tenedores de cuentas con los ordenadores previas para precompensación (en bruto cerrado).

- **Método de Compensación en Neto :** Cada miembro adherido abre ante la Cámara de compensación una sola cuanta de clientes, sobre la cual se registran todas las transacciones realizadas por la cuenta de ensamblaje entre los clientes y su miembro adherido.

La Cámara de compensación calcula y hace llamada de las coberturas exigibles sobre la posición neta global “clientes” del miembro adherido, aceptando así para necesidades de cálculo de cobertura, que el miembro compense las posiciones del conjunto de sus clientes.

Los miembros adheridos son garantes de la solvencia de sus clientes y constituyen la primera línea de seguridad del mercado. La Cámara de Compensación no interviene más que en segundo lugar.

En caso de incumplimiento de un cliente, el intermediario y la Cámara de Compensación toman parte o todo el depósito de garantía para cubrir el saldo deudor de dicha liquidación.

### 8.6.1.3 La Base.

Los precios en el mercado cash difieren en poco o en mucho de los precios de cotización en los mercados de futuros. Ello da lugar a que tal diferencia puede ser pequeña o muy sustancial y también puede ocurrir que los precios de contado y de futuro varíen con tendencias distintas.

La diferencia entre el precio de contado de una “commodity” y el precio de un contrato a futuro sobre la misma se denomina BASE.

El cálculo de la base implica sustraer el precio futuro del precio vigente en el mercado de contado. Lo cual da lugar a que :

- **BASE POSITIVA** si el precio de contado  $>$  precio de futuros.
- **BASE NEGATIVA** si el precio de contado  $<$  precio de futuros.

La base refleja los costos de transporte, almacenamiento y manipulación hasta el mes de entrega estipulado en el contrato de futuros. La base también depende de los factores de oferta y demanda.

### **8.6.2 Requisitos para Implementar un Mercado de Futuros en Colombia.**

Según las pautas para que un mercado de futuros pueda funcionar de acuerdo a lo que propone NYMEX<sup>27</sup>, se debe tener las siguientes características del mercado de la energía eléctrica en nuestro país :

- Una volatilidad del precio del kWh mayor al 10%, que origina una necesidad de cubrirse del riesgo de volatilidad. En nuestro país esta volatilidad supera dicho nivel, en unos períodos más que en otros.
- Los activos se deben almacenar mínimo 30 días con anticipación a la ejecución del contrato, para que se consuman con una tasa de consumo promedio. El kWh como tal no se puede almacenar, pero una empresa productora puede almacenar la energía en forma de agua en sus embalses o en forma de combustible (formas de energía primaria).
- El activo debe ser un producto homogéneo, lo cual se cumple en el caso del kWh, el cual no pierde sus características dependiendo de quien lo haya generado. (Debe cumplir con los criterios de calidad, con un nivel de tensión y de frecuencia adecuados).

---

<sup>27</sup> Bolsa de Nueva York.



- El sistema de información en los mercados futuros debe ser muy avanzado y de amplio cubrimiento. En nuestro país existe éste sistema y en la actualidad pertenece a ISA.
- Se exige que los contratos sean normalizados, es decir, que cumpla los siguientes requisitos :
  1. La unidad de despacho debe ser pequeña, con el fin de que exista un gran número de transacciones para obtener una alta liquidez del mercado. En los estudios que se han realizado para Colombia se ha determinado que la unidad de despacho sea de 0.5 MW.
  2. Debe especificar los requisitos de la entrega de energía, tales como : el (los) punto(s) de entrega, que determinan los cargos por peaje; hora de entrega ; tiempo durante el cual se entregará la energía.
  3. El precio de la energía debe incluir todos los cargos que componen la tarifa de energía (uso del SIN, despacho, restricciones, etc.).
  4. Cada contrato futuro tiene sus propias reglas inmodificables en el transcurso de la transacción.

- Se propone un esquema institucional, compuesto de un ente regulatorio (CREG), que vigila las actividades llevadas a cabo por la casa de compensación (organismo que hace posible el mercado) y de la bolsa central de intercambios (Se encarga de la negociación de cada contrato). En algunas bolsas estos dos últimos organismos funcionan dentro de la casa de compensación.

### **8.6.3 Ejemplo de una Operación en un Mercado Eléctrico a Futuro.**

Un comercializador decide comprar un número determinado de contratos de compra de energía a la casa de compensación, sobre los cuales adquiere derecho pagando una orden de compra (valor que fija la casa de compensación). El conjunto de esos contratos a futuro de compra suman una cantidad que cubre la demanda esperada por el comercializador, para la fecha que en ellos se indique (en el futuro). En estos contratos se especifica cantidad, fecha, punto y hora de entrega, pero no se especifica el precio de la energía en un contrato de futuros, sino que éste es dado por el movimiento del mercado.

### **8.6.4 Diferencia entre una transacción a Largo Plazo y una Transacción a Futuro.**

Conviene diferenciar como se realizan las transacciones de energía eléctrica en un contrato a largo plazo Forward/FRA y en un contrato a futuros.



Ambos contratos son normalizados, cumpliendo una serie de reglas entre las partes contratantes, la diferencia es que los contratos a largo plazo (forward/FRA) se pactan directamente entre el comprador y el vendedor de energía de acuerdo a lo dispuesto a mutuo acuerdo, y los contratos a futuro, en cambio, son normalizados por las bolsas y su reglamentación la definen las autoridades financieras, lo cual asegura iguales condiciones para las partes contratantes.

La forma de negociar los contratos a futuros, permite adjudicar la compra y/o venta de energía al mejor postor y el cierre de las operaciones está garantizado a cumplirse antes del vencimiento de los contratos. En los contratos Forward/FRA, se conoce de antemano quien asume el papel de comprador y vendedor.

El riesgo que representa un contrato forward/FRA, es el incumplimiento de una de las partes a causa de la posible iliquidez a la hora de cerrar el trato, lo que no sucede en los contratos futuros, donde la casa de compensación se compromete a cerrar las operaciones de los contratos.

Se puede considerar como ventaja de los contratos forward/FRA, que permiten mayor flexibilidad respecto a la cantidad, calidad y fecha de entrega de la energía.

## **8.6.5 El Mercado de Opciones Financieras “CALLS Y PUTS”.**

### **8.6.5.1 Concepto de Opción.**

Una opción es un contrato que concede el derecho y no la obligación de comprar o vender un activo a un precio estipulado durante un determinado período de tiempo.

Una opción concede a quien la adquiere la misma, para su período de vigencia, un derecho y ninguna obligación. En el momento de su adquisición debe pagarse el precio de la opción.

El vendedor de una opción concede al comprador el derecho a comprar o vender un activo a un precio determinado. Tiene que entregarlo o comprarlo si se ejerce la opción. En el momento de la venta percibe el precio de la opción.

**Opción de compra o Call :** Derecho a comprar a un precio determinado.

**Opción de venta o put :** Derecho a vender a un precio determinado.

La compra de una opción, ya sea de compra o de venta, se denomina **long** (posición larga o compradora).

La venta de una opción, ya sea de compra o de venta, se denomina **short** (posición corta o vendedora).

La combinación de las cuatro posiciones da lugar a :

Opción <b>long call</b>	=	Compra de una opción de compra
Opción <b>long put</b>	=	Compra de una opción de venta
Opción <b>short call</b>	=	Venta de una opción de compra
Opción <b>short put</b>	=	Venta de una opción de venta

Posiciones :

**At the money (ATM)** = El precio de ejercicio es igual al de mercado.

**In the money (ITM)** = El precio de ejercicio está por debajo del de mercado en una opción de compra (call) y por encima en una opción de venta (put).

**Out the money (OTM)** = El precio de ejercicio está por encima del de mercado en una opción de compra y por debajo en una opción de venta.

#### **8.6.5.2 Concepto de Opción sobre un Contrato de Futuros.**

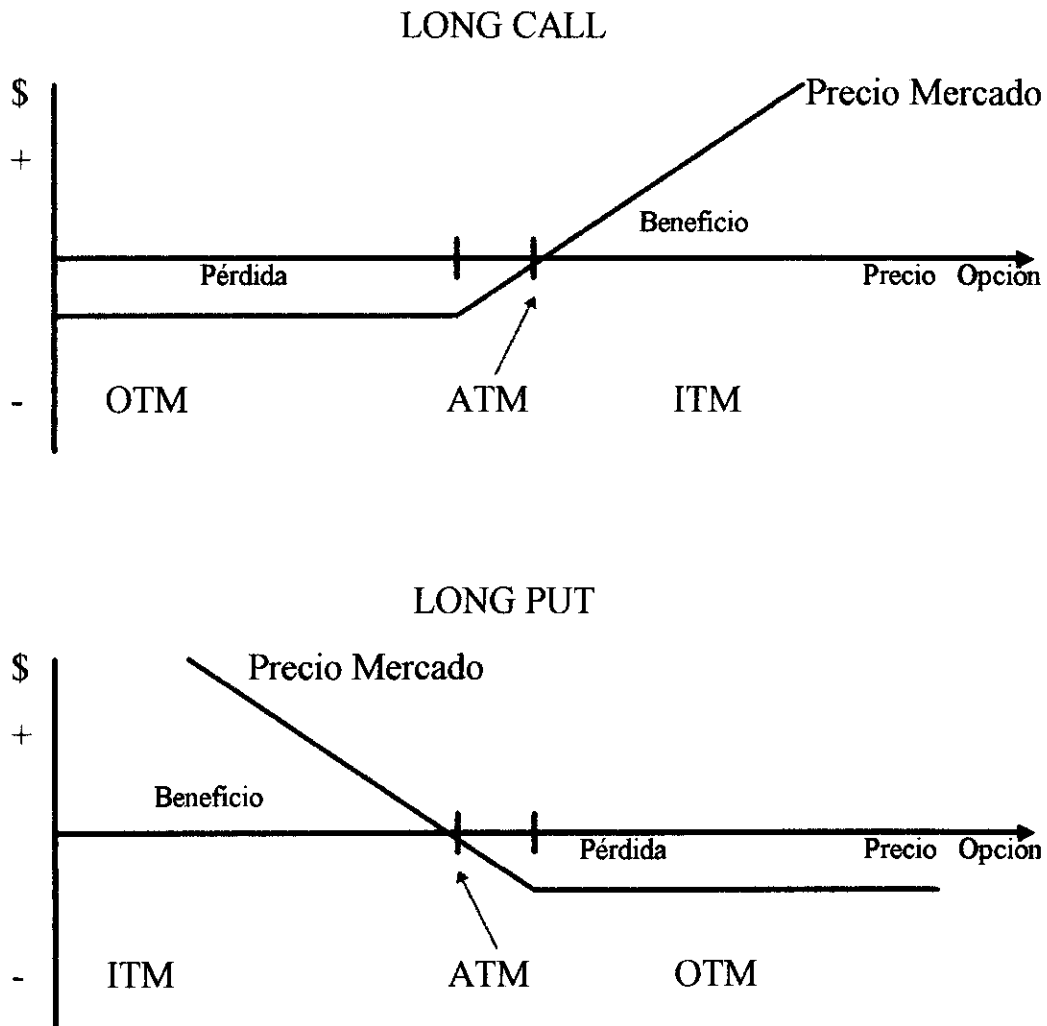
Un contrato de opción sobre futuros da a su comprador el derecho, pero no la obligación, de comprar (call) o vender (put) un contrato de futuro sobre un

determinado subyacente (activo financiero o no financiero), bajo las condiciones específicas de la Bolsa y mediante el pago de un precio o prima que recibe como único pago el vendedor.

La ejecución del contrato de futuros tiene una fecha fija de cumplimiento. Las opciones sobre futuros proporcionan un medio de garantía del valor de un activo contra movimientos adversos de los precios, dado que existe una relación directa entre el precio activo y su precio en el contrato de futuros. Permite que el inversor se beneficie de las modificaciones en el movimiento de los precios del activo sin tener que llegar a la posesión material del mismo.

La opción puede tomar tres caminos :

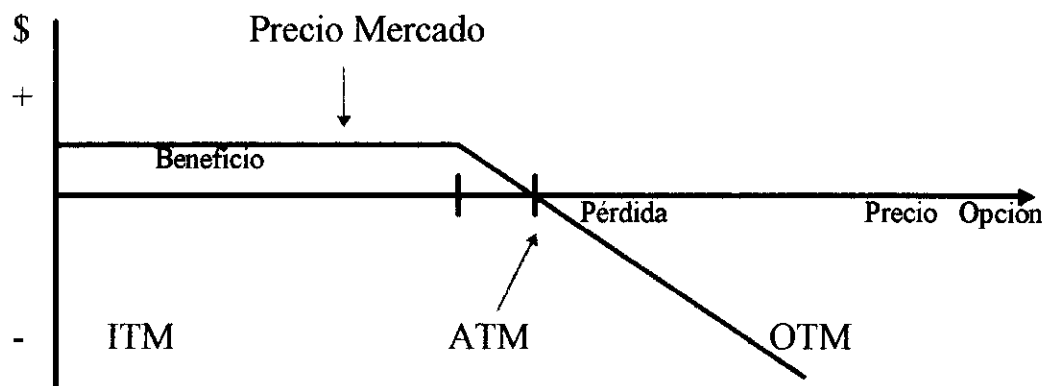
- Expiración, si no se ejercita antes del vencimiento.
- Ejercicio, adquiriendo una posición corta o larga en futuros.
- Compensación entre la compra y la venta de una determinada opción, ya sea ésta de compra o de venta.



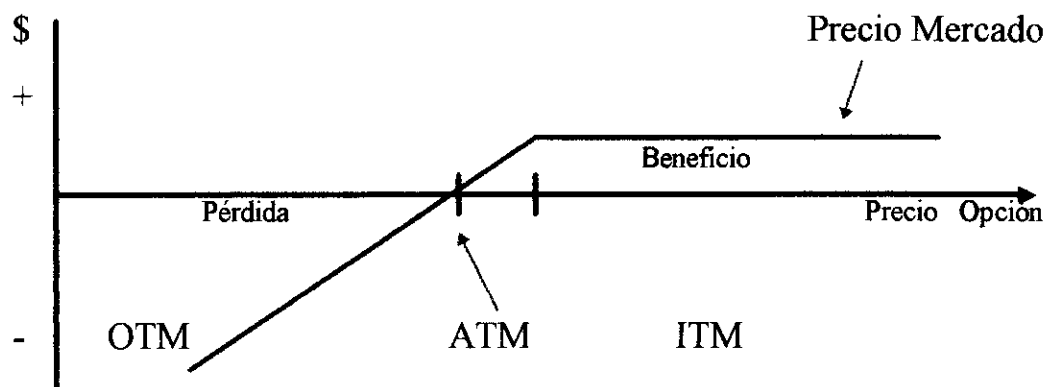
Fuente : Nuevos Instrumentos Financieros

FIGURA 45. Compra de Opciones Call y Put

## SHORT CALL



## SHORT PUT



Fuente : Nuevos Instrumentos Financieros

FIGURA 46. Venta de Opciones Call y Put



La elección de ejecutar el contrato o no, está a cargo exclusivo del comprador de la opción durante el período de vigencia de la misma. El comprador, ejercerá la opción si el, precio del ejercicio le es favorable respecto al del mercado, es decir, más alto que el precio del mercado si es opción de venta y más bajo que el del mercado si es opción de compra.

Un contrato de opción, limita el riesgo del comprador a la pérdida del precio de la opción, mientras que el riesgo del vendedor es ilimitado.

### **8.6.5.3 Ejemplo de opciones en el sector eléctrico colombiano.**

- **Opción put**

Un generador decide hacer una operación de cubrimiento del riesgo que para él representa la baja de los precios que se avecina en las transacciones en la bolsa de energía. Por tanto decide adquirir una opción put (venta), que le da el derecho a vender una cantidad de energía a un precio determinado en el momento que considere necesario. La acción del generador es un long put, (compra de un a opción put), mediante la cual un comercializador de energía se compromete a comprarle la cantidad de energía pactada en la opción a un precio determinado, a cambio de una prima que paga periódicamente el generador al comercializador. En el caso que el generador

decida no utilizar la opción de venta, la puede vender a otro generador que la solicite (short put), quien se compromete a seguir pagando la prima y puede aplicar la opción o no.

- **Opción Call**

Un comprador de energía decide protegerse contra los precios altos del kWh en bolsa, para esto decide comprar una opción call (long call) a un generador, quien se compromete a venderle una cantidad de energía a un precio que el comprador considere conveniente y que se define en la opción. A cambio el generador recibirá una prima periódica del comprador de energía hasta el vencimiento de la opción. En el caso en que el comprador de energía decida no utilizar la opción de compra, la puede vender (short call) a otro agente comprador de energía.

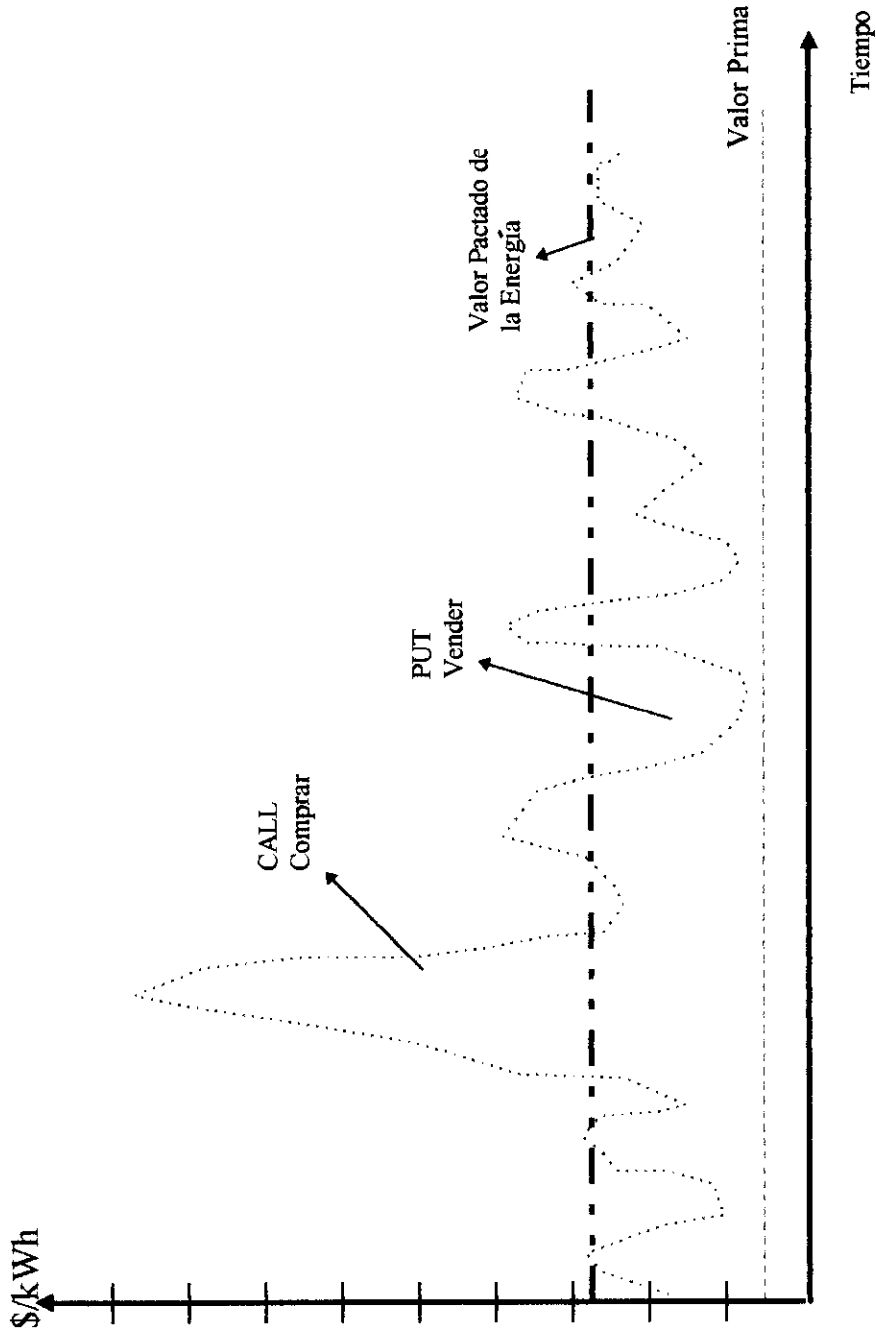


FIGURA 47. Opciones CALL y PUT

## **9. APLICACIÓN DE UN MODELO QUE REDUZCAN EL RIESGO EN LA COMPRA Y VENTA DE ENERGIA EN BOLSA**

En el presente capítulo, se presenta una serie de pasos a seguir por medio de los cuales se plantea un modelo computacional que maximice las utilidades para un comprador, un vendedor o un comprador-vendedor de energía en sus transacciones en bolsa o en contratos a largo plazo.

### **9.1 OBJETIVOS DEL MODELO**

- Comparar los precios de la energía en bolsa con los contratos a largo plazo.
- Incorporar instrumentos de gestión de riesgo a las diferentes transacciones de energía.
- Cuantificar el máximo valor a pagar por obtener cubrimiento de riesgo.
- Presentar una decisión de compra y/o venta que maximice las utilidades de los agentes participantes en el mercado.

## **9.2 MODELO COMPUTACIONAL PARA COMPRA Y/O VENTA DE ENERGÍA**

Pasos a seguir:

- Entrada y organización de datos (precios en bolsa históricos, cotizaciones o pronósticos)
- Aplicación de instrumentos de gestión de riesgo.
- Procesamiento de datos bajo riesgo y bajo incertidumbre.
- Elección de la decisión óptima para compra y/o venta.

### **9.2.1 Organización Datos Entrada**

#### **9.2.1.1 Datos de Precios en Bolsa(Datos históricos).**

- Lectura de datos.
- Agrupación en rangos.
- Determinar porcentaje de la muestra que representa cada rango y guardar en el vector porcentaje de ocurrencia ( $O_i$ ).
- Hallar el precio moda de cada rango y guardar en el vector moda =M.
- Presentar el promedio de precio en bolsa ( $Prom1 = (M * O_i) / 100$ )%.

### 9.2.1.2 Precios de cotizaciones a largo Plazo.

- Leer datos de cotizaciones de generadores para el período determinado.
- Clasificar dentro de los rangos predeterminados, guardando cada cotización en un vector con los precios moda .

### 9.2.2 Elementos de Gestión de Riesgo.

#### 9.2.2.1 Compra: (Opcion Call o contrato FRA).

- Fijar límite superior  $L_s$ .
- Leer vector  $M$  y reemplazar valores superiores a  $L_s$  por  $L_s$ .
- Guardar el nuevo vector como Vector Compra  $V_c1$ ( Para cada nuevo  $L_s$  crear un vector  $V_{cn}$ ).
- Encontrar nuevo promedio de pagos en bolsa  $P_{pr2} = ((V_c * O_i)/100 )\%$ .
- Hallar máxima prima  $p_m = P_{pr1} - P_{pr2}$ , y presentarlo.
- Entrar valor de la prima  $p?$ , tenerlo en cuenta como pago en cada elemento del vector  $V_c$ .
- Fijar un nuevo límite superior? : SI, ir a paso 1 de esta página;  
NO, presentar matriz de retribuciones.

### 9.2.2.2 Venta.

- Fijar límite inferior Lb.
- Leer vector M y reemplazar los valores mayores a Lb por Lb.
- Guardar nuevo vector como Vector venta Vv.
- Encontrar nuevo promedio de pagos en bolsa  $Ppr3 = ((Vv * Oi)/100)\%$ .
- Hallar máxima prima  $pm = Ppr1 - Ppr3$ , y presentarlo.
- Entrar valor prima p? y tenerlo en cuenta como pago en el vector Vv
- Entrar nuevo Lb? : SI, ir al primer paso de esta página.

No, formar Matriz de retribuciones.

### 9.2.2.3 Compra-venta.

- Fijar límite superior e inferior Ls y Lb.
- Leer vector M y reemplazar los valores menores a Lb por Lb y los mayores a Ls por Ls.
- Guardar nuevo vector como vector de compra venta = Vcv.
- Hallar nuevo promedio de pagos en bolsa  $Ppr4 = (Vcv . O)/100)\%$  .
- Máxima prima  $pm = Ppr1 - Ppr4$ , presente dicho valor.
- Entrar valor de prima p, tenerlo en cuenta en el pago en cada elemento del vector Vcv.
- Fijar nuevo Lb y Ls? : SI, ir primer paso de esta sección.

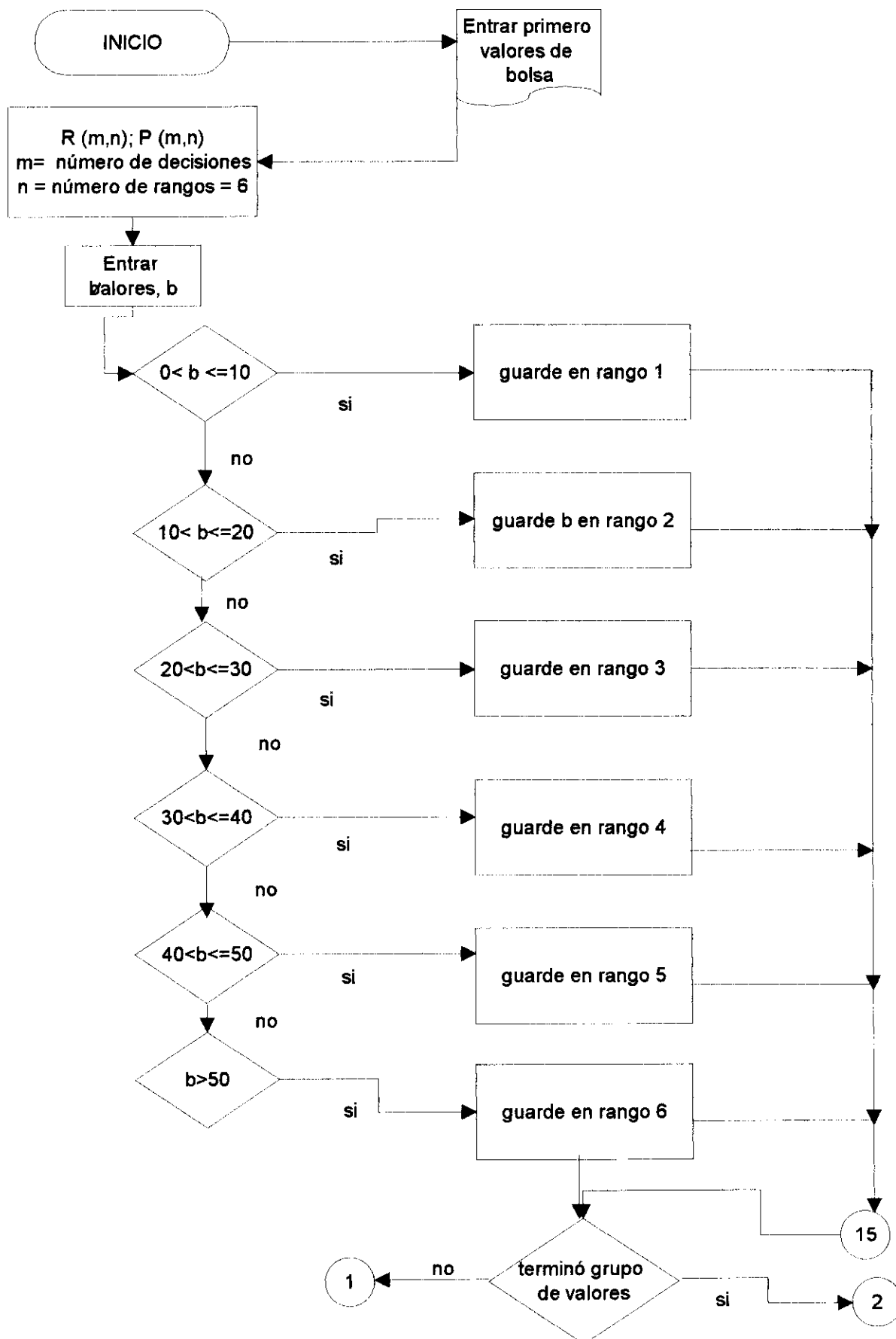
No, formar matriz de retribuciones.

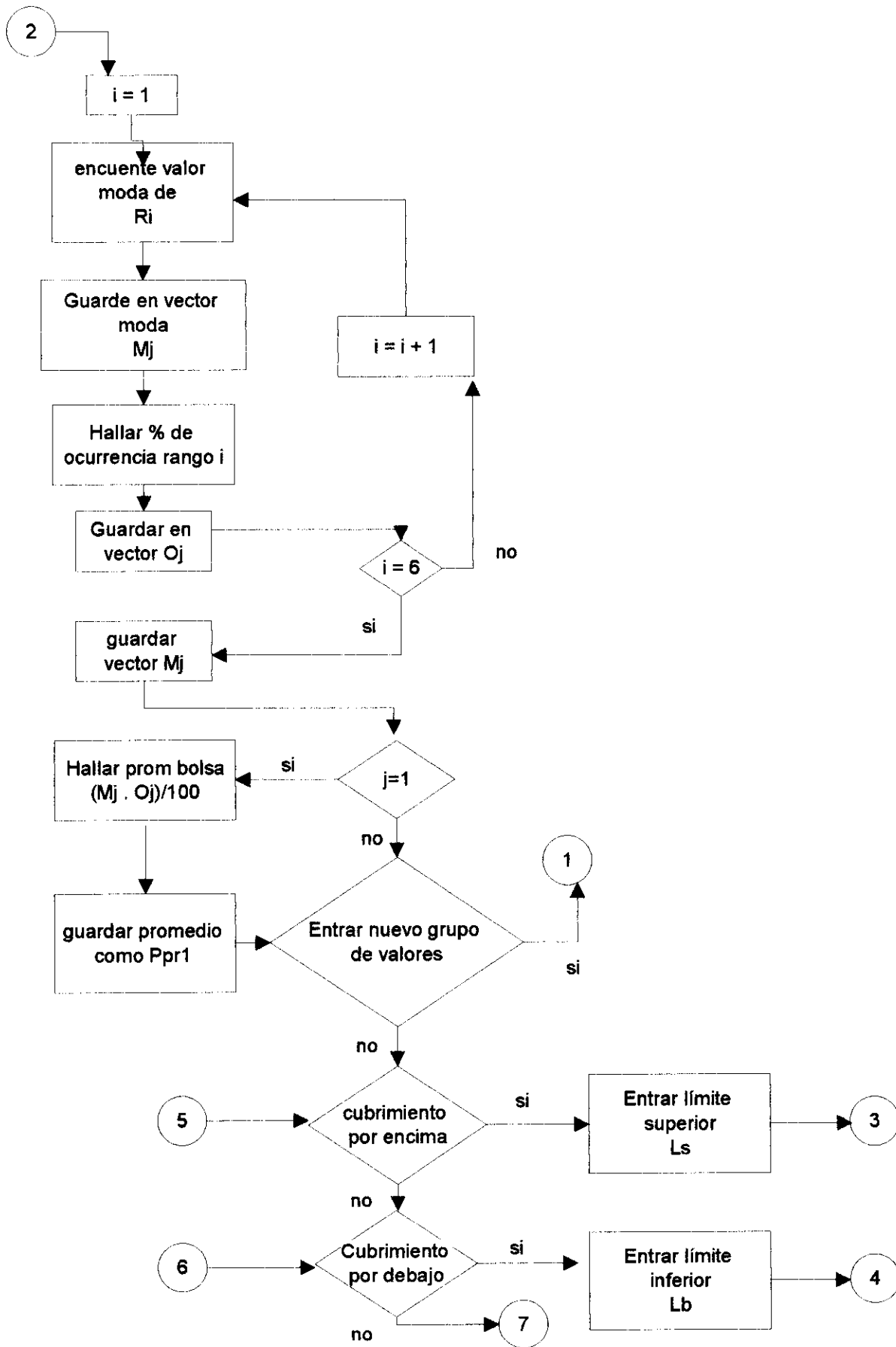
En el modelo propuesto cada sección en particular indicará la decisión que maximice las utilidades de los agentes del mercado y la cantidad máxima que el agente pagará por cubrirse del riesgo.

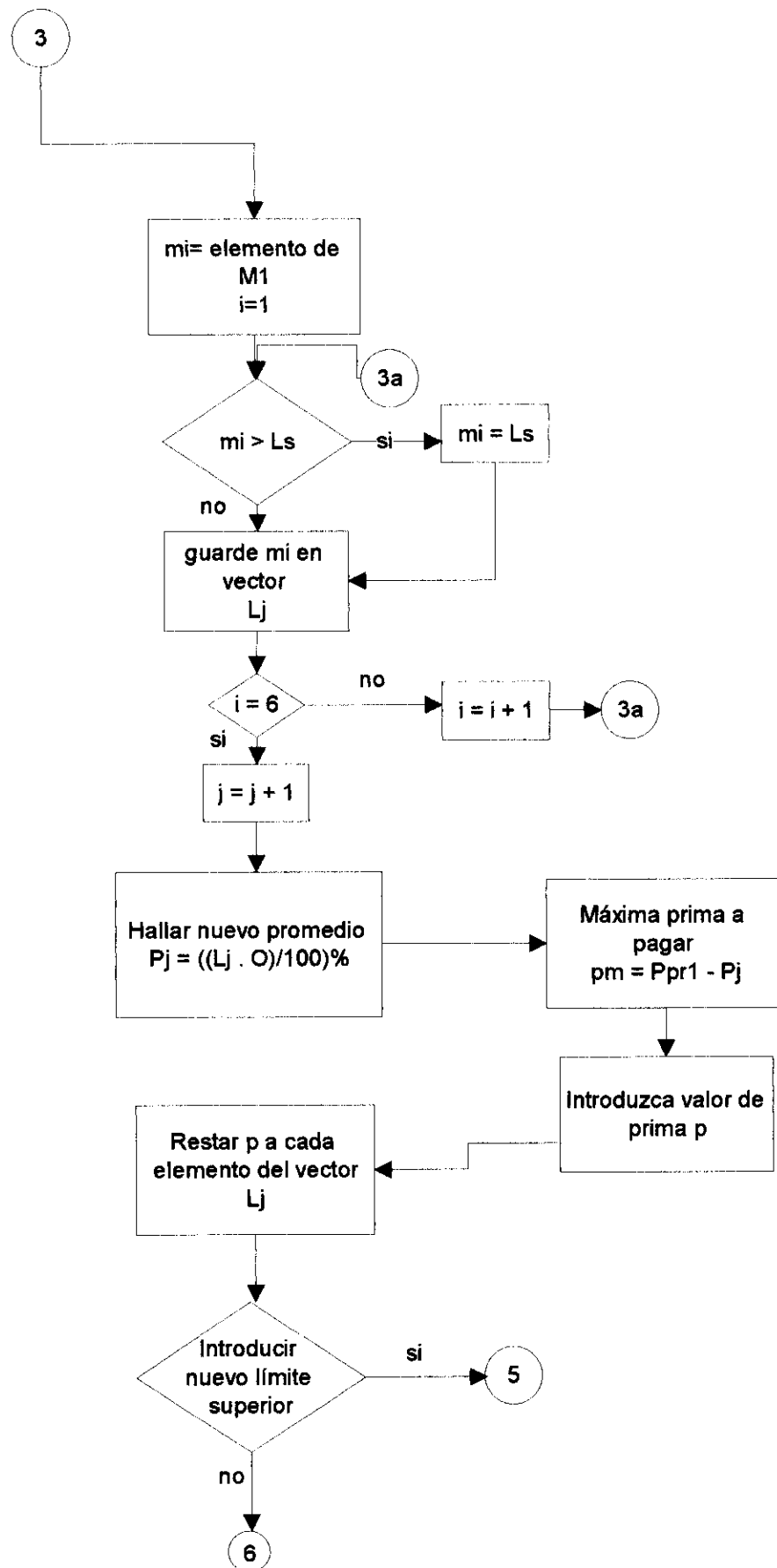
### **9.3 DIAGRAMA DE FLUJO DEL MODELO COMPUTACIONAL**

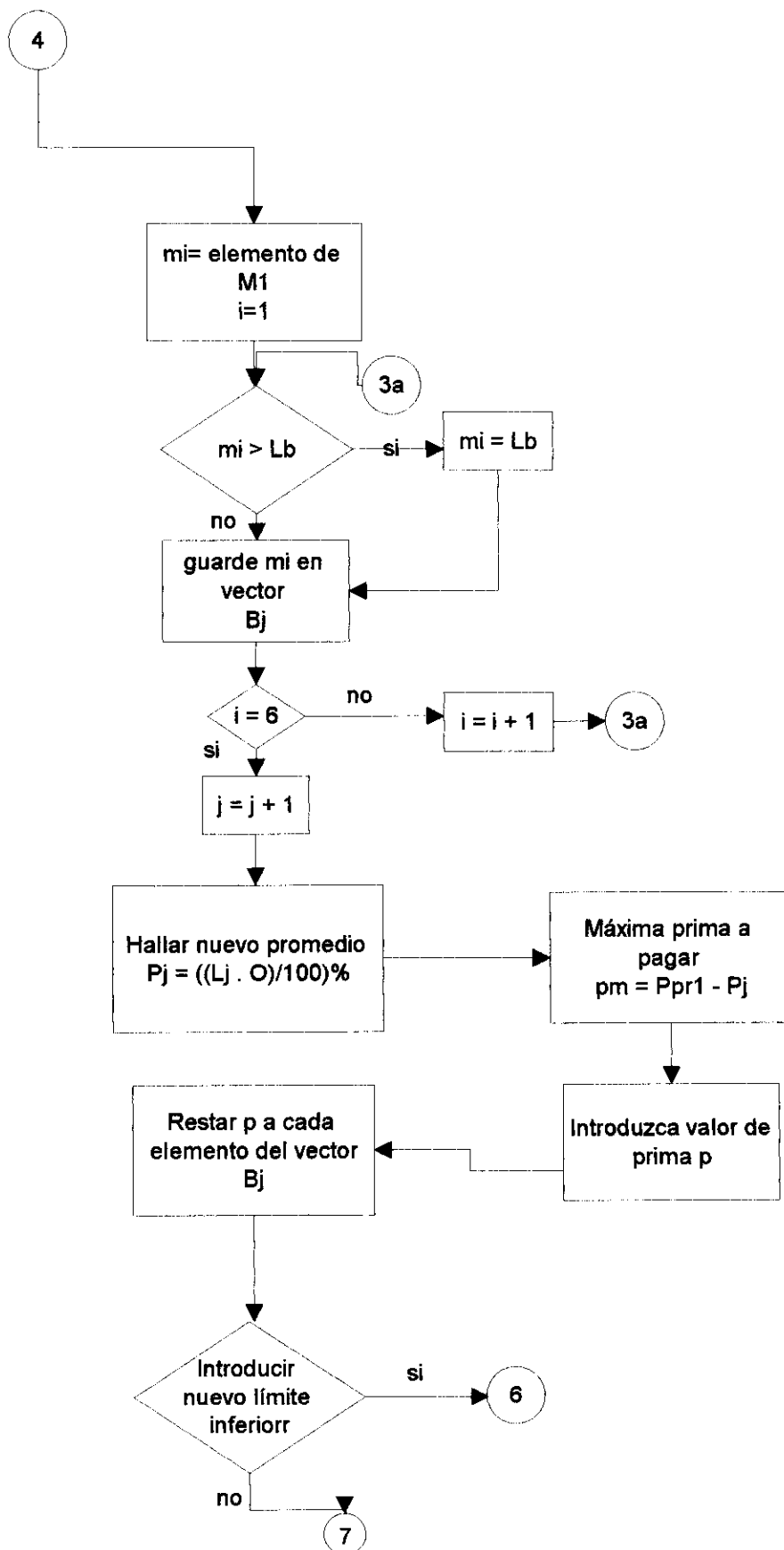
Los pasos mencionados en el numeral anterior se esquematizan en un diagrama de flujo con el fin de facilitar su programación en un computador, (elaboración de un software). A continuación se presenta dicho diagrama que permite implementar un software del modelo, en un futuro ( el software no se realiza en el presente trabajo por no ser el objetivo del mismo).

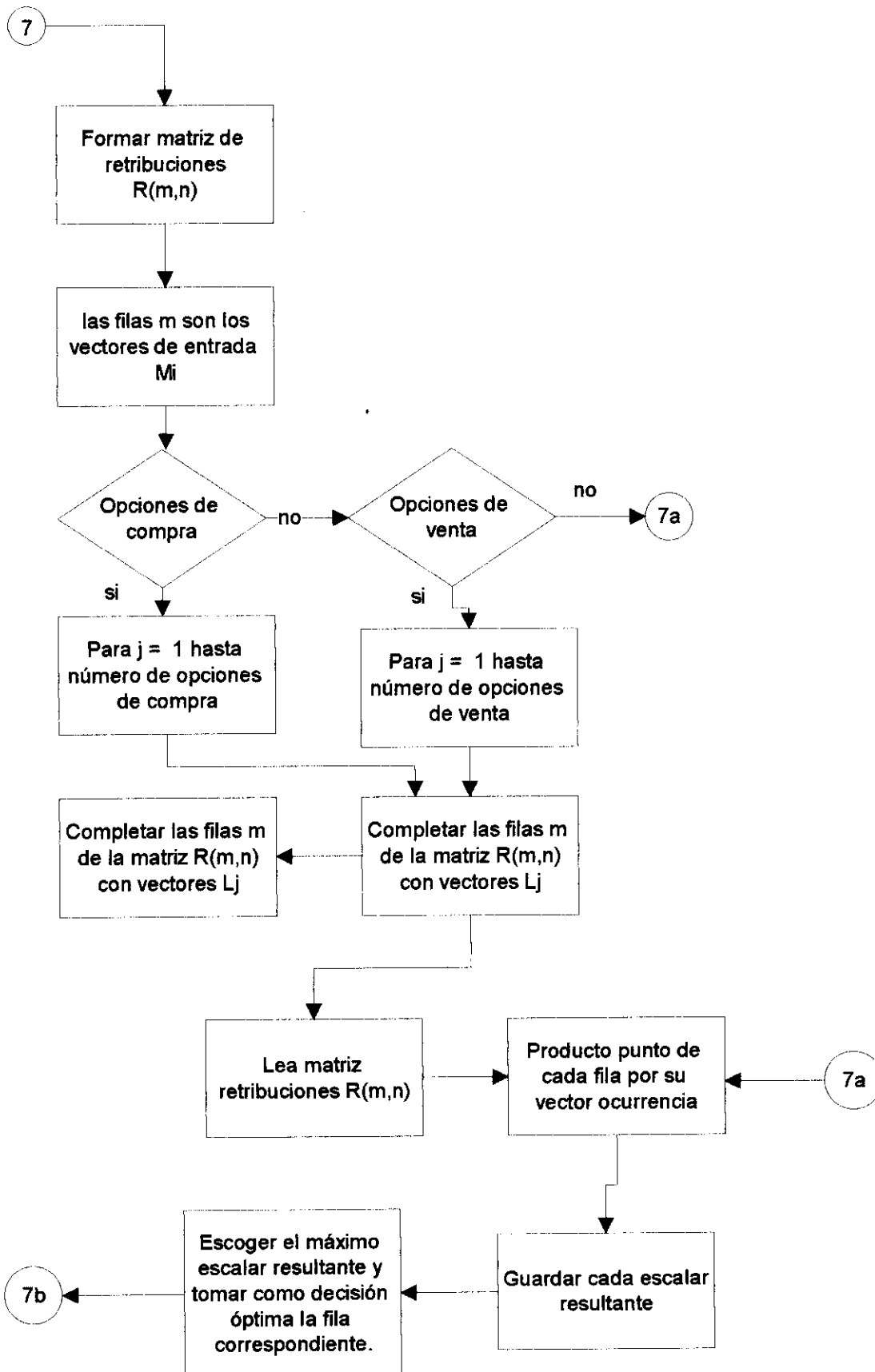


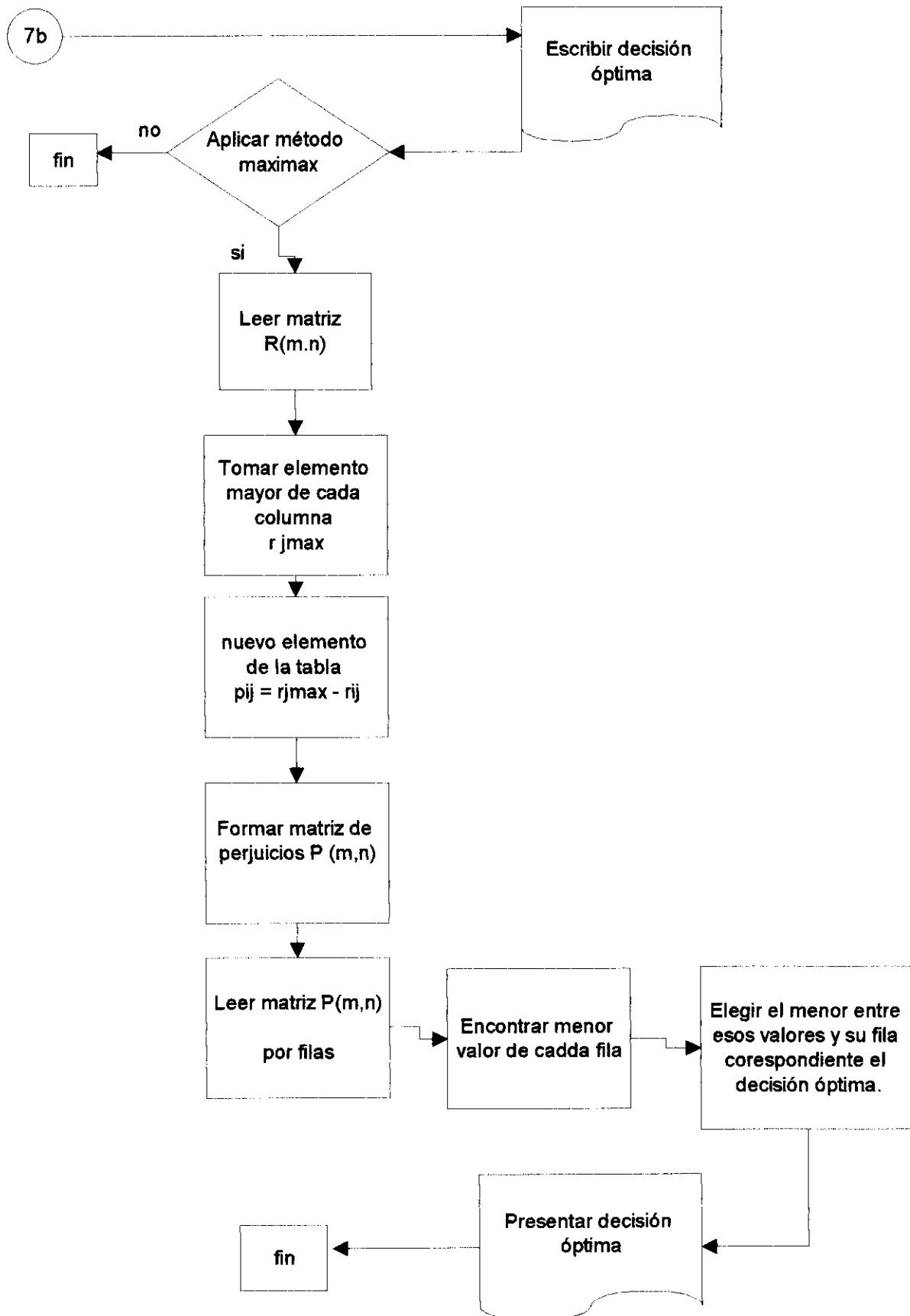












#### **9.4 CLASIFICACION DE LOS PRECIOS EN BOLSA PARA EL PERIODO COMPRENDIDO ENTRE MARZO DEL 97 Y MARZO DEL 98**

Para el desarrollo de éste capítulo se va a suponer un pronóstico de los precios de bolsa que se presentarán en el transcurso del año comprendido entre marzo de 1997 y marzo de 1998.

Cuando se hace referencia a **Nivel muy Bajo** es cuando la situación de los embalses es estable, el aporte de los ríos al SIN a sido superior al histórico, el delta de los embalses es muy grande (el nivel actual del embalse es muy superior al nivel MOS<sup>(28)</sup>, etc. ; y cuando se hace a **Nivel muy Alto** es cuando todos los anteriores parámetros están en una posición contraria a la indicada.

Para el ejemplo de éste trabajo, se supondrá un pronóstico de los valores de la energía dentro del siguiente período: marzo/97 - marzo/98, y se clasifican dentro de los rangos que se especifican a continuación :

**Nivel muy Bajo :** Precios esperados de la energía eléctrica cuyo valor esté entre 0 y \$10/kWh., representan el 22% del total de valores y su moda es \$5/kWh.

---

<sup>28</sup> Mínimo Operativo Superior.

**Nivel Bajo :** Precios esperados de la energía eléctrica cuyo valor esté entre 11 y \$20/kWh. Representa el 18% del total de valores y su moda es \$15/kWh.

**Nivel Medio :** Precios esperados de la energía eléctrica cuyo valor esté entre 21 y \$30/ kWh. Representa el 28% del total de valores y su moda es \$30/kWh.

**Nivel Medio Alto :** Precios esperados de la energía eléctrica cuyo valor esté entre 31 y \$40/kWh. Representa el 15% del total de valores y su moda es \$40/kWh.

**Nivel Alto :** Precios esperados de la energía eléctrica cuyo valor esté entre 41 y \$50/kWh. Representa el 8% del total de valores y su moda es \$48/kWh.

**Nivel Alto :** Precios esperados de la energía eléctrica cuyo valor esté entre \$51/kWh y superior. Representa el 9% del total de valores y su moda es \$90/kWh.



### 9.4.1 Entrada de datos de los precios de energía en bolsa.

Los datos anteriores se supondrán como el histograma de frecuencias de los precios del kWh en bolsa pronosticados y se resumen en la siguiente tabla y en la Figura 48 :

Moda ( $M_i$ ) \$/kWh	% de Ocurrencia ( $O_i$ )
5	22
15	18
30	28
40	15
48	8
90	9

TABLA 12. Ocurrencia y Moda de los precios esperados en Bolsa. Período Mar/97 - Mar/98

Con los datos anteriores encontramos el precio promedio de la energía en bolsa durante el período señalado, por medio de la siguiente expresión:

$$P_{\text{prom}} = \frac{\sum(M_i * O_i)}{100\%} \quad (\$/kWh)$$

donde  $P_{\text{prom}}$  es el Precio promedio.

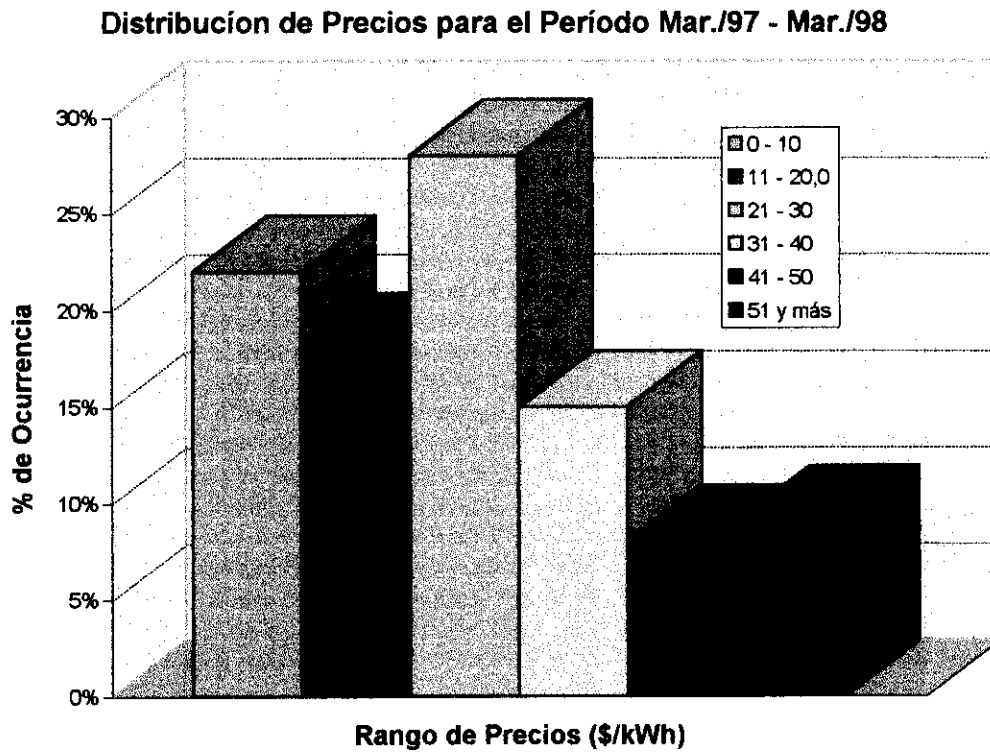


FIGURA 48. Histograma de Frecuencias para el período Mar/97 - Mar/98

Como conclusión podemos decir que para el período de marzo del 97 a marzo del 98 el precio más probable de la energía eléctrica en la bolsa será de \$30.14/kWh.

### 9.5 CONTRATOS A LARGO PLAZO (Cotizaciones)

Los siguientes contratos son ofrecidos por tres generadores independientes :

### 9.5.1 Contrato FRA 1 : Cotización de un generador térmico

Estado de la Naturaleza	Muy Bajo	Bajo	Medio	Medio Alto	Alto	Muy Alto
\$/kWh	35	40	40	40	45	100

TABLA 13. Precios ofrecidos Generador 1.

Para este ejemplo, vamos a suponer que el generador térmico hace un pronóstico del precio para el año en estudio y considera bajar sus precios cuando aumenta el nivel de los embalses en el parque hídrico y al disminuir el precio en bolsa y de los generadores hídricos. Teniendo en cuenta que el precio de oferta debe cubrir sus costos de operación, pago de deudas, mantenimiento, etc.

Para los períodos de baja de precios el generador térmico puede cubrirse con una opción de venta “PUT” o un contrato “FLOOR”, como se estudiará mas adelante.

Se puede dar el caso en que el generador térmico fije un precio de oferta constante en el año.

### 9.5.2 Contrato FRA 2

Cotización de un generador hidráulico que por sus condiciones de nivel de embalse y compromisos hace la siguiente oferta :

Estado de la Naturaleza	Muy Bajo	Bajo	Medio	Medio Alto	Alto	Muy Alto
\$/kWh	10	20	30	30	50	60

TABLA 14 Precios ofrecidos Generador 2.

### 9.5.3 Contrato FRA 3

Cotización de un generador hidráulico, con condiciones más críticas que el anterior y hace la siguiente oferta :

Estado de la Naturaleza	Muy Bajo	Bajo	Medio	Medio Alto	Alto	Muy Alto
\$/kWh	18	18	50	50	60	90

TABLA 15. Precios ofrecidos Generador 3.

**Nota :** Para este ejemplo se va a tomar únicamente con tres ofertas a largo plazo y se supone que con esos precios cada generador puede cubrir completamente la demanda total del comprador de energía.

#### **9.5.4 Autogeneración.**

Es el caso de una empresa que por estar categorizada como un cliente no regulado (carga > 1MW) tiene la oportunidad de participar en la Bolsa de Energía. La empresa tiene una planta diesel para utilizar en períodos de crisis o cubrimiento de picos de demanda. La empresa concluye que por costos de combustible, mantenimiento, entre otros, el precio del kWh generados por ellos es de \$80.

### **9.6 CONTRATOS Y OPCIONES PARA CUBRIMIENTO DEL RIESGO**

#### **9.6.1 Contratos CAP (Techo) :**

Por medio de los cuáles un comprador de energía en bolsa se cubre del riesgo que para él representa pagar un valor superior al que él ha presupuestado. Por esta razón el comprador de energía hace un contrato con un generador, en el cual él se compromete a pagar un valor de prima “p” a cambio de que el generador “cubra” los precios por encima del CAP (techo).

En el ejemplo que estamos realizando el comprador hizo un flujo de caja y concluye que para él no es rentable pagar por su energía más de \$48/kWh ya

que este valor tiene una probabilidad de ocurrencia del 9%, según el pronóstico del año.

El contrato CAP sobre \$48/kWh, lo denominaremos como CAP/48 en la tabla de retribuciones. Y a continuación se describe la metodología que sigue el comprador de energía para determinar el máximo valor que está dispuesto a pagar por la prima “p” para comprar en bolsa cubriéndose del riesgo.

Moda ( $M_j$ ) \$/kWh	% de Ocurrencia ( $O_i$ )
5	22
15	18
30	28
40	15
48	17

TABLA 16 Ocurrencia y Moda de los precios esperados en Bolsa con un CAP/48.

Procede entonces a encontrar un promedio de precios que pagaría en bolsa si el máximo valor a pagar es \$48/kWh :

$$P_{\text{prom1}} = \frac{\sum(M_i * O_i)}{100\%} \quad (\$/kWh)$$

$$P_{\text{prom1}} = \$26.36/kWh$$

Cubriéndose de los precios por encima de \$48/kWh, el nuevo valor promedio de sus compras en bolsa es de \$26.36/kWh, ahora calcularemos el máximo valor que puede pagar por la prima “p” en cada estado de la naturaleza (rango de precios).

Estado de la Naturaleza	Muy Bajo	Bajo	Medio	Medio Alto	Alto	Muy Alto
Contrato No.	FRA2	FRA3	FRA2	FRA2	FRA1	FRA2
Precio del kWh en el contrato	10	18	30	30	45	80
Máximo valor de “p” \$/kWh	--	--	3.64	3.64	18.64	53.64

TABLA17. Máximos valores resultantes para comprar un CAP/48

$$p = (\text{precio del kWh en un contrato FRA}) - (P_{\text{prom del CAP/48}})$$

$$p = \$3.64/\text{kWh}$$

donde p es el valor máximo a pagar por la prima.

De lo anterior concluimos que para el comprador de energía es más rentable hacer contratos FRA, si considera que el estado de la naturaleza va a ser “Muy Bajo” y “Bajo” con los generadores 2 y 3 respectivamente. Por lo cual no se hace cálculo del valor de prima en estos periodos.

Si el periodo que se avecina se considera “Medio”, se puede aplicar un contrato CAP/48, pagando como prima máxima \$3.64/kWh a un generador que lo respalde cuando el precio de la energía en bolsa supere los \$48/kWh ; así mismo se especifican en la tabla 17 los máximos valores de la prima “p” para los periodos medio alto, alto y muy alto.

### **9.6.2 Opción Call (Venta) :**

Ante el riesgo que para un comprador de energía eléctrica representa que los precios en bolsa superen un determinado valor se tiene esta opción de venta. En el ejemplo se considera que precios superiores a \$48/Kwh son causantes de pérdidas para el comprador de la energía.

La principal diferencia entre el contrato CAP y la opción CALL es que el primero exige que se ejecute el contrato obligatoriamente mientras este tenga vigencia según lo pactado a mutuo acuerdo entre las dos partes, mientras que la opción permite al comprador de la misma hacerla efectiva cuando considere necesario y si tiene mejores ofertas en el mercado, es posible que no ejecute su opción en el período de vigencia o la venda a quien la necesite en un momento determinado (short CALL = vender opción CALL). Estas operaciones las debe tomar en cuenta el comprador en sus registros contables, para determinar el costo neto de sus compras de energía.



La opción al igual que el contrato CAP exige un pago de una prima a un generador. Desde el punto de vista de el comprador, el máximo valor de la prima “p” que puede pagar al generador se establece comparando el promedio de comprar la energía en bolsa (teniendo en cuenta que el máximo pago en bolsa es de \$48/kWh) con los valores de la energía que se pueda obtener en los contratos a largo plazo.

Suponiendo que para las dos partes (Generador 2 y Comprador de energía) es rentable un valor prima de \$2/kWh, se recomienda que el dueño de la opción compre en bolsa su energía y ejerza la opción cuando pronostique la llegada de un período donde los precios se cataloguen como “muy altos” (según el ejemplo planteado en la tabla de retribuciones).

### **9.6.3 Opción Put (Venta) :**

Se debe tomar en cuenta el caso de un vendedor de energía (generador y Comercializador), quien ha determinado que para cubrir sus costos de operación, pago de endeudamiento, etc., necesita que el mínimo valor del kWh no baje de cierto termino. En nuestro ejemplo un agente considera que en el año de estudio (marzo/97 a marzo/98), el precio del kWh no puede bajar de \$20/kWh lo cual sucede en los estados de la naturaleza “Bajo” y “Muy Bajo”, que tienen una probabilidad de ocurrencia del 40% (22% en el periodo “Bajo”

y 18% en el periodo “Muy Bajo”), lo cual significa que si vende en Bolsa no maximiza sus utilidades. Decide entonces pagar una prima a otro agente (generador y/o comercializador), a cambio de que este último le garantice al generador un pago mínimo del \$20/kWh por la energía que se transa en bolsa, solo cuando el generador (dueño de la opción) decida hacerla efectiva. Si el generador que decide comprar una opción es el número 2 del ejemplo, entonces el hará el siguiente cálculo para determinar el máximo valor de la prima “p” a pagar :

Volviendo a la tabla 12, el generador reemplaza los valores bajo \$20/kwh y halla un nuevo promedio de sus transacciones en bolsa.

Moda ( $M_i$ ) \$/kWh	% de Ocurrencia ( $O_i$ )
20	40
30	28
40	15
48	8
90	9

TABLA 18. Ocurrencia y Moda de los precios esperados en Bolsa con un Opción PUT/20.

El promedio de precios en bolsa para el generador 2, con la opción put/20 es :

$$P_{\text{prom2}} = \frac{\sum(M_i * O_i)}{100\%} \quad (\$/kWh)$$

$$P_{\text{prom2}} = \$34.34/kWh$$

Si el generador decide transar su energía en bolsa, puede mejorar sus utilidades ejerciendo su opción en los periodos “Muy Bajos” y “Bajos” y el valor máximo que decide pagar por la prima de la opción es :

Estado de la Naturaleza	Muy Bajo	Bajo	Medio	Medio Alto	Alto	Muy Alto
Contrato No.	FRA3	FRA3	FRA3	FRA3	FRA3	FRA3
Precio del kWh en el contrato	18	18	50	50	60	90
Máximo valor de “p” \$/kWh	16.34	16.34	--	--	--	--

TABLA 19. Máximos valores resultantes para comprar un PUT/20

$$p = (\text{precio del kWh en e contrato}) - (P_{\text{prom del put/20}})$$

$$p = \$16.34/\text{kWh}$$

donde p es el valor máximo a pagar por la prima.

Con este tipo de opción el generador se cubre de vender su energía a precios que estén muy por debajo de \$20/kWh en bolsa.

El generador está en libertad de ejercer su opción cuando el quiera mientras esté en vigencia (periodo pactado entre el generador y el comerciante), puede ser que no la utilice o la venda a otro agente del mercado (short put).

#### **9.6.4 Contrato Floor (Piso) :**

Se pacta entre un comprador de energía (generador, comercializador y/o cliente no regulado) y un vendedor (Generador y/o comercializador) en el cual un vendedor de energía (para este ejemplo un generador) quiere que su precio no baje de cierto nivel, lo que puede suceder si su energía se transa al precio de bolsa y para ello decide pagar una prima a un comprador ( para este ejemplo un comercializador).

A diferencia de la opción put, este contrato se hace efectivo siempre que el precio en bolsa baje del nivel pactado entre las dos partes (\$20/kWh para este ejemplo), y durante el tiempo que este vigente dicho contrato.

El máximo valor a pagar por concepto de prima será de \$16.34/kWh, valor que entra en negociación entre las partes. Este valor coincide con la opción PUT, porque en el ejemplo propuesto coinciden sus límites (20).

#### **9.6.5 Collar (Techo y Piso) :**

Se recomienda este tipo de contrato para un agente comercializador quien compra y vende energía, y como consecuencia le es riesgoso el aumento o disminución drástica e inesperada del precio.

Decide el comercializador hacer un contrato de compra de energía con un valor CAP (techo) máximo con un generador y a la vez (puede ser en el mismo contrato) propone a un comprador de energía (industria) un FLOOR (piso) para un valor mínimo del precio de la energía en bolsa.

Ambas partes pueden aceptar el contrato a cambio del pago de una prima. Para determinar el valor de la prima “p” máxima que puede pagar el comercializador, este encuentra su valor promedio del kWh en bolsa después de cubrirse de los valores pisos y techos, \$20/kWh y \$40/kWh respectivamente y lo compara con los precios a largo plazo..

De acuerdo al pronóstico de precio de la tabla 12 y aplicando el contrato Collar tenemos :

Moda ( $M_i$ ) \$/kWh	% de Ocurrencia ( $O_i$ )
20	40
30	28
40	32

TABLA 20. Ocurrencia y Moda de los precios esperados en Bolsa con un Collar.

El nuevo promedio de sus transacciones en bolsa será :

$$P_{\text{prom3}} = \frac{\sum(M_i * O_i)}{100\%} \quad (\$/\text{kWh})$$

$$P_{\text{prom3}} = \$29.20/\text{kWh}$$

Para hallar el máximo valor que puede pagar el comercializador por la prima, debe comparar el nuevo promedio del costo de la energía en bolsa con sus contratos a largo plazo. Suponiendo que el comercializador puede hacer los contratos de largo plazo FRA2 de compra y FRA3 de venta, haría la siguiente comparación :

Estado de la Naturaleza	Muy Bajo	Bajo	Medio	Medio Alto	Alto	Muy Alto
P. Contrato FRA2 (\$/kWh)	10	20	30	30	50	80
P. Contrato FRA3 (\$/kWh)	18	18	50	50	60	90
Máximo valor de "p" (compra) \$/kWh	--	--	0.8	0.8	20.1	50.1
Máximo valor de "p" (venta) \$/kWh	11.9	11.9	--	--	--	--

TABLA 21. Máximos valores resultantes para comprar un COLLAR

De acuerdo a la tabla anterior, el comercializador puede ofrecer al generador o a la industria un máximo valor de prima en cada estado de la naturaleza o hacer un promedio que le permita ofrecer un valor de prima "p" para cualquier época del año, por ejemplo :

$$\text{Prom } p = (2*11.9 + 2*0.8 + 20.1 + 50.1) / 6$$

$$\text{Prom } p = \$11.7/\text{kWh}$$

Con este valor puede hacer un contrato COLLAR, este valor debe pagarlo al generador y al comprador de la energía en forma equitativa o de acuerdo a las exigencias de cada uno.

#### **9.6.6 Combinación de CALL y PUT :**

Un agente que compra y vende energía puede cubrirse de precios altos y bajos en bolsa, cuando lo considere necesario utilizando las opciones de compra y venta respectivamente.

Para nuestro caso podemos realizar una opción PUT con un comprador de energía por un valor de \$20/kWh que lo cubre de valores inferiores en la bolsa y una opción CALL con un vendedor de energía que lo cubre de precios mayores a \$40/kWh.

El máximo precio de la prima que puede pagar el comercializador es igual al del COLLAR ya que tomamos los mismos límites pero con la única diferencia que las opciones no son de cumplimiento obligatorio, mientras, que el COLLAR si lo es.

## 9.7 TEORÍA DE DECISIONES

Los datos anteriores se resumen en una tabla de retribuciones donde se puede aplicar la teoría de decisiones para maximizar el rendimiento de una transacción de energía. A continuación definimos el principio de la teoría de decisiones y la elaboración de una tabla de retribuciones.

La teoría de decisiones trata de tomar una decisión contra la naturaleza, se refiere a que el resultado (rendimiento) de una decisión depende de la acción de otro jugador (naturaleza). Y la decisión afecta solo a quien la toma, a diferencia de la teoría de juegos, donde, los participantes tienen intereses económicos en el resultado.

Es necesario hacer una tabla de retribuciones, donde se indican las diferentes alternativas de decisión (filas) y se compone los posibles estados de la naturaleza (columnas). Los datos de la tabla son las utilidades que representa la combinación de cada decisión con los diferentes estados de la naturaleza.



Decisión	Estados de la Naturaleza				
	1	2	3	.....	m
$d_1$	$r_{11}$	$r_{12}$	$r_{13}$	.....	$r_{1m}$
$d_2$	$r_{21}$	$r_{22}$	$r_{23}$	.....	$r_{2m}$
$d_3$	$r_{31}$	$r_{32}$	$r_{33}$	.....	$r_{3m}$
.	.	.	.		.
.	.	.	.		.
$d_n$	$r_{n1}$	$r_{n2}$	$r_{n3}$	.....	$r_{nm}$

donde : 1, 2, 3,...m, son estados de la naturaleza ;  $d_n$  = decisión 1, 2, ...,n. y  $r_{nm}$  = utilidad que representa la decisión n en el estado m.

La decisión que tomaremos es la que mayor utilidad nos representa, es decir donde  $r_{ij}$  sea mayor y depende de nuestra predicción (creencia relativa) del estado de la naturaleza en el futuro. Si creemos que vendrá el estado m, buscaremos el mayor  $r_{im}$  para decidir.

Para nuestro ejemplo se presenta la siguiente tabla de retribuciones, donde los estados de la naturaleza representan los diferentes rangos donde se agrupan los precios de la energía, las decisiones son los contratos a largo plazo, las compras o ventas en bolsa y los instrumentos de gestión de riesgo (contratos especiales y/o opciones}. Los datos en la tabla representan los flujos de caja netos, es decir, lo que se va a pagar por la energía o lo que se va a recibir por la venta de la misma, teniendo en cuenta los costos de las primas (p).

Decisión	Estado del Tiempo (nivel precios en bolsa)					
Compra	Muy Bajo	Bajo	Medio	Medio Alto	Alto	Muy Alto
Compra						
Bolsa	-5	-15	-30	-40	-48	-90
FRA 1	-35	-40	-40	-40	-45	-100
FRA2	-10	-20	-30	-30	-50	-60
FRA3	-18	-18	-50	-50	-60	-90
G. Propia	-80	-80	-80	-80	-80	-80
CAP/48 *	-(5+p)	-(15+p)	-(30+p)	-(40+p)	-(48+p)	-(48+p)
CALL/48	-(5+p)	-(15+p)	-(30+p)	-(40+p)	-(48+p)	-(48+p)
Venta	Muy Bajo	Bajo	Medio	Medio Alto	Alto	Muy Alto
Floor/20 **	20-p	20-p	30-p	40-p	65-p	90-p
PUT/20	20-p	20-p	30-p	40-p	65-p	90-p
Compra/Venta	Muy Bajo	Bajo	Medio	Medio Alto	Alto	Muy Alto
Collar 20/40 ***	-(p+5)+20	-(p+15)+20	-(p+30)+30	-(p+40)+40	-(p+40)+48	-(p+40)+90
Put y/o Call 20/40	-(p+5)+20	-(p+15)+20	-(p+30)+30	-(p+40)+40	-(p+40)+48	-(p+40)+90

\* El comprador del contrato debe aclarar en que períodos va a pagar la prima y solamente en ellos es válido el contrato. En este caso suponemos que la va a pagar todo el año.

\*\* El comprador del contrato debe aclarar si la prima la pagará siempre como en este caso o si es mas rentable hacerlo en los períodos críticos, debe ser a mutuo acuerdo.

\*\*\* Para el comercializador es rentable siempre comprar a \$20/kWh y vender a \$40/kWh.

**Nota :** Los valores negativos en la tabla representan los desembolsos de dinero para comprar la energía y pagar la prima.

TABLA 22. Tabla general de retribuciones.

## 9.8 MAXIMIZACIÓN DE UTILIDADES EN LA TABLA DE RETRIBUCIONES TOMANDO UNA DECISIÓN “BAJO RIESGO”

Consiste en determinar cual decisión maximiza la ganancia del agente comprador y/o vendedor de energía quien conoce la probabilidad de ocurrencia de cada estado de la naturaleza, para ello el comprador debe encontrar el máximo valor de la tabla en las filas que coincida la mayor probabilidad de ocurrencia, para ello se debe encontrar para cada fila el rendimiento esperado (RE) así :

$$RE_i = \sum_{j=1}^n r_{ij} * p_j = r_{i1} * p_1 + r_{i2} * p_2 + \dots + r_{in} * p_n$$

Finalmente la solución optima es la que maximice el rendimiento esperado (RE), es decir el  $RE_i$  máximo de todo  $i$ .

Ejemplo : Para ello se va a tomar la tabla de retribuciones, pero se estudiaran tres casos diferentes :

- 1) Desde el punto de vista de un comprador
- 2) Desde el punto de vista de un vendedor
- 3) Desde el punto de vista de un comprador - vendedor.

### 9.8.1 Comprador

Con un valor de la prima de \$2/kWh la tabla de retribuciones es la siguiente :

Decisión	Estado del Tiempo (nivel precios en bolsa)					
	Muy Bajo 22%	Bajo 18%	Medio 28%	Medio Alto 15%	Alto 8%	Muy Alto 9%
Compra Bolsa	-5	-15	-30	-40	-48	-90
FRA 1	-35	-40	-40	-40	-45	-100
FRA2	-10	-20	-30	-30	-50	-60
FRA3	-18	-18	-50	-50	-60	-90
G. Propia	-80	-80	-80	-80	-80	-80
CAP/48 *	-7	-17	-32	-42	-50	-50
CALL/48	-7	-17	-32	-42	-50	-50

TABLA23. Tabla de retribuciones para un comprador.

El máximo rendimiento esperado  $RE = -28.36$  (valor menos negativo), correspondiente a la decisión de hacer un CAP sobre \$48/kWh, pagando una prima de \$2/kWh o una opción CALL sobre \$48/kWh con una prima de \$2/kWh.

$$RE = -\{(7*0.22) + (17*0.18) + (32*0.28) + (42*0.15) + (50*0.08) + (50*0.09)\}$$

$$RE = \$28.36/kWh$$

Recomendaríamos al comprador de energía, que según el pronóstico, le conviene comprar la energía en bolsa cubierto con un CAP/48 y pagando una prima de \$2/kWh durante el año Marzo 1997 - Marzo 1998.

Para este caso obtendría igual rendimiento con una opción CALL/48, la cual representa un mayor beneficio que el CAP, ya que tendría la libertad el comprador de hacer diferentes transacciones durante el periodo para optimizar su compra.

### 9.8.2 Vendedor

Este caso se hará para un generador hídrico (FRA2), pagando una prima de \$2/kWh, entonces, su tabla de retribuciones es :

Decisión	Estado del Tiempo					
	Muy Bajo 22%	Bajo 18%	Medio 28%	Medio Alto 15%	Alto 8%	Muy Alto 9%
Venta						
Compra Bolsa	5	15	30	40	48	90
FRA 2	10	20	30	30	50	80
Floor/20	18	18	28	38	63	88
Put/20	18	18	28	38	63	88

TABLA24. Tabla de retribuciones para un vendedor.

El máximo rendimiento esperado  $RE = \$33/\text{kWh}$ , correspondiente a la decisión de comprar en Bolsa con un contrato FLOOR, o con una opción PUT, ambas cubriéndose bajo  $\$20/\text{kWh}$ .

Recomendamos hacer una opción PUT/20, porque ésta da libertad al generador de utilizarla cuando lo requiera, venderla o hacer una transacción que en el momento indicado permita maximizar sus utilidades .

### 9.8.3 Comprador - Vendedor

Además de tener en cuenta los dos casos anteriores, se presenta la siguiente tabla de retribuciones, donde, la prima tiene un valor de  $\$2/\text{kWh}$ .

Decisión	Estado del Tiempo					
	Muy Bajo	Bajo	Medio	Medio Alto	Alto	Muy Alto
Compra-Venta						
Collar 20/40	13	3	-2	-2	6	48
Put y/o Call 20/40	13	3	-2	-2	6	48

TABLA 25. Tabla de retribuciones de un comprador-vendedor

El rendimiento esperado es  $RE = \$7.34/\text{kWh}$ , como se puede ver la utilidad no es óptima, pero son operaciones que permiten el cubrimiento del riesgo y

asegura utilidades en el año, para el intermediario entre el generador y el consumidor de energía.

Otra operación que podría hacer el comprador - vendedor de energía es tomar la decisión óptima de las situaciones de compra y venta por separado :

$$33.7 - 28.36 = \$5.34 /\text{kWh}.$$

## **9.9 TOMA DE DECISIONES BAJO INCERTIDUMBRE**

Para éste estudio se utilizará el método “minimax” que consiste en construir una tabla de perjuicios donde cada elemento representa el perjuicio de tomar una decisión en cada estado de la naturaleza. Dicho perjuicio se define como el “Costo de Oportunidad” perdido al no tomar la decisión óptima para un estado natural.

Al igual que en el estudio de decisiones bajo riesgo, se aplicará el estudio a la tabla de retribuciones desde 3 puntos de vista :

- 1) Desde el punto de vista de un comprador
- 2) Desde el punto de vista de un vendedor
- 3) Desde el punto de vista de un comprador - vendedor.

### 9.9.1 Comprador de Energía :

Tomando la primera sección de la tabla de retribuciones y aplicando el método minimax, la tabla de perjuicios para el comprador es la siguiente :

Decisión	Estado del Tiempo					
	Muy Bajo	Bajo	Medio	Medio Alto	Alto	Muy Alto
Compra Bolsa	0	0	0	10	3	40
FRA 1	30	25	10	10	0	50
FRA2	5	5	0	0	5	30
FRA3	13	3	20	20	15	40
G. Propia	75	65	50	50	35	30
CAP/48 *	2	2	2	12	5	0
CALL/48	2	2	2	12	5	0

TABLA 26. Tabla de perjuicios para un comprador de energía.

Para formar esta tabla, se debe tener en cuenta la tabla de retribuciones original, y para determinar cada nuevo elemento se debe formar la nueva tabla por columnas, es decir, se toma el máximo elemento (en este caso el menos negativo de la tabla 22) de la tabla original en una columna y se le resta cada uno de los elementos de dicha columna, cada diferencia representa cada nuevo elemento en la tabla.



Entonces,  $r'_{ij} = r_{j\max} - r_{ij}$  donde :

$r'_{ij}$  = elemento de la nueva tabla de la fila  $i$  columna  $j$ .

$r_{j\max}$  = elemento máximo de la columna  $j$  en la tabla original.

$r_{ij}$  = elemento de la tabla original en la fila  $i$  y la columna  $j$  que se reemplaza en la nueva tabla por  $r'_{ij}$

Una vez elaborada la tabla de perjuicio, se procede a elegir el máximo perjuicio que provoca la toma de cada decisión, y se toma la decisión que minimice el perjuicio (de ahí el nombre de método minimax).

Decisión	Máximo Perjuicio (\$/kWh)
Bolsa	40
FRA1	50
FRA2	30
FRA3	40
Autogenerador	75
CAP/48	12
CALL/48	12

TABLA 27. Máximos perjuicios para un comprador.

En este caso las decisiones que minimizan el perjuicio son las de comprar energía en bolsa cubriéndose con un CAP o una opción CALL, este resultado tiene dos puntos que concluir :

- La decisión que maximiza las utilidades, también minimiza los perjuicios, lo cual se puede comprobar al comparar los resultados del estudio bajo riesgo y bajo incertidumbre..
- El mínimo perjuicio es el máximo valor que el comprador estará dispuesto a pagar para que alguien le informe del comportamiento de los estados de la naturaleza.

### 9.9.2 Vendedor de Energía

Miraremos este caso desde el lugar del generador hidráulico 1 (FRA2), la tabla de perjuicios sería :

Decisión	Estado del Tiempo					
	Muy Bajo	Bajo	Medio	Medio Alto	Alto	Muy Alto
Venta						
Compra Bolsa	13	5	0	0	15	0
FRA 2	8	0	0	10	13	10
Floor/20	0	2	2	2	0	2
Put/20	0	2	2	2	0	2

TABLA 28. Tabla de perjuicios para un vendedor.

Decisión	Bolsa	FRA2	Floor/20	Put/20
Prejuicio Máx	15	13	2	2

TABLA 29 Tabla de máximos perjuicios para el vendedor de energía.

Las decisiones que minimizan los perjuicios son los de vender la energía en bolsa cubierto con un contrato Floor/20 o una Opción Put/20.

### 9.9.3 Comprador - Vendedor de Energía

Para un comprador - vendedor de energía, la tabla de perjuicios sería la unión de las tablas de las posiciones de compra y venta de energía más la siguiente tabla:

Decisión	Estado del Tiempo					
	Muy Bajo	Bajo	Medio	Medio Alto	Alto	Muy Alto
Compra-Venta						
Collar 20/40	5	17	28	38	57	42
Put y/o Call 20/40	5	17	28	38	57	42

TABLA 30. Tabla de perjuicios para un comprador-vendedor

Comparando los máximos perjuicios de las tablas de compra, compra - venta y venta, las decisiones óptimas son los de comprar energía a la bolsa con opciones PUT/20 o CALL/20 ya que minimizan el perjuicio, maximizan las retribuciones y dan libertad de usarlas o no al propietario de las opciones.

## 10. USOS POSIBLES DE LOS CONTRATOS DE FUTUROS EN EL SECTOR ELECTRICO COLOMBIANO

A continuación haremos un ejemplo que nos indica como podemos utilizar este tipo de cubrimiento del riesgo para el sector eléctrico colombiano.

En el Mercado de Futuros se cotizan dos tipos de contratos :

- Semana de Potencia (SP) para comprar (vender) 1 MW por todas las 168 horas de la semana. Se tiene una potencia total para la semana de 168 MWh.
- Mes de Potencia (MP) para comprar (vender) 1 MW por todas las horas de cada mes respectivamente.

Nombre	Semana	Horas
Semana 1 (SP1)	1	168
Semana 2 (SP2)	2	168
Semana 3 (SP3)	3	168
Semana 4 (SP4)	4	168
.....	.....	.....
Semana 52 (SP52)	52	168

TABLA 31. Contrato Semana de Potencia

Nombre	Mes	Horas	Mwh
Mes 1 (MP1)	Enero	744	744
Mes 2 (MP2)	Febrero	672 (696)	672 (696)
Mes 3 (MP3)	Marzo	744	744
Mes 4 (MP4)	Abril	720	720
Mes 5 (MP5)	Mayo	744	744
Mes 6 (MP6)	Junio	720	720
Mes 7 (MP7)	Julio	744	744
Mes 8 (MP8)	Agosto	744	744
Mes 9 (MP9)	Septiembre	720	720
Mes 10 (MP10)	Octubre	744	744
Mes 11 (MP11)	Noviembre	720	720
Mes 12 (MP12)	Diciembre	744	744

Nota : El valor en paréntesis corresponde a un año bisiesto.

TABLA 32. Contrato Mes de Potencia

### 10.1 EJEMPLO PARA UN VENDEDOR DE ENERGÍA (GENERADOR)

Fecha : Noviembre 1

- Un generador prevé que va a vender 44,640 Mwh en el mes de Mayo (60 MW en cada hora) a \$12/kWh.
- En el mercado de futuros, vende 60 contratos MP5 a \$12/kWh (precio cotizado en la bolsa de intercambio), efectuando una venta de \$535,680,000.

Fecha : Abril 25

El precio Baja :

- El generador vende los 44,640 Mwh para el mes de mayo, pero a un precio de \$10/kWh, percibiendo una suma de \$446,400,000. Recibiendo \$89,280,000 menos de lo presupuestado.
- El generador compra los 60 contratos de futuros que había vendido anteriormente , los cuales tienen un valor en el momento de \$10/kWh, para un valor de \$446,400,000.

Ventas Totales Realizadas	\$446,400,000.
Ganancia en los Contratos Futuros	\$89,280,000.
Cantidad Neta	\$535,680,000.

Fecha : Abril 25

El precio Sube :

- El generador vende los 44,640 Mwh para el mes de mayo, pero a un precio de \$14/kWh, percibiendo una suma de \$624,960,000.
- El generador compra los 60 contratos de futuros que había vendido anteriormente , los cuales tienen un valor en el momento de \$14/kWh, para un valor de \$624,960,000. Provocando una pérdida de \$89,280,000.

Ventas Totales Realizadas	\$624,960,000.
Pérdida en los Contratos Futuros	\$89,280,000.
Cantidad Neta	\$535,680,000.

## 10.2 EJEMPLO PARA UN COMPRADOR DE ENERGÍA (COMERCIALIZADOR)

Fecha : Septiembre 1

- Un comercializador se compromete en comprarle 26,040 MWh a un generador para ser entregada en el mes de diciembre (35 Mw en cada hora) a los precios del mercado existentes en el momento de la entrega.
- En el mercado de futuros, compra 35 contratos MP12 a \$8/kWh (precio cotizado en la bolsa de intercambio), efectuando una compra de \$208,320,000.

Fecha : Noviembre 25

El precio Baja :

- El comercializador compra los 26,040 Mwh para el mes de diciembre, pero a un precio de \$7/kWh, pagando una suma de \$182,280,000.

- La venta de los contratos a futuros a \$7/kWh implica una pérdida de \$1/kWh que equilibra el menor costo de adquisición. Entonces el valor de adquisición neto es de \$8/kWh.

Valor de las Compras	\$182,280,000.
Pérdida en los Contratos Futuros	\$26,040,000.
Cantidad Neta	\$208,320,000.

Fecha : Abril 25

El precio Sube :

- El comercializador compra los 26,040 Mwh, pero a un precio de \$12/kWh, pagando una suma de \$312,480,000.
- La venta de los contratos a futuros a \$12/kWh implica una ganancia de \$4/kWh que da como resultado un costo de adquisición neto de \$8/kWh.

Valor de las Compras	\$312,480,000.
Ganancia en los Contratos Futuros	\$104,160,000.
Cantidad Neta	\$208,320,000.



## **ANEXO 1. TECNICAS PARA EL PRONOSTICO DEL PRECIO DEL CONTRATO**

Es muy importante identificar los factores que influyen en el pronóstico del movimiento de los precios en un contrato :

Existen dos técnicas básicas para analizar los movimientos de los precios : el método fundamental y el método técnico. Hay quienes se limitan a la utilización de uno de ellos, pero son muchos los operadores que utilizan una combinación de ambos.

### **1. Análisis Fundamental**

Para pronosticar el movimiento de los precios basados en el método fundamental se requiere el estudio de los factores de la oferta y la demanda que afectan al precio de un producto.

La relación oferta - demanda es el único factor a considerar en la sencilla teoría del análisis fundamental, que se puede sintetizar en un solo principio :  
“Menores existencias o un mayor consumo hacen que se eleven los precios y la

abundancia de suministros o una reducción en el consumo provocan una reducción de los mismos.

En general, las reacciones del mercado están provocadas por la influencia simultánea de unos cuantos factores. El secreto de una buena decisión reside en descartar aquellos factores que pueden ser ignorados.

Entre los factores a tener en cuenta, están : las reservas de energía primaria, la producción de energía, el clima, las condiciones económicas, las imperfecciones del mercado, los factores competitivos y los factores políticos para el sistema en general.

## **2 Análisis Técnico**

Los analistas utilizan habitualmente las siguientes técnicas, ya sea de forma independiente o combinada :

- **El análisis gráfico** : alzas y bajas, puntos con niveles de mantenimiento o resistencia, líneas de tendencia, sus túneles, triángulos, círculos..., que permiten establecer la tendencia de los precios.

- **El análisis estadístico :** regresión lineal, medios móviles de precios, sus signos de compra y venta hasta que la curva de los medios y de los precios se encuentra, buscando señales que aconsejen la compra o la venta. También estudia las oscilaciones y el ritmo de variación de los precios.
- **El análisis estructural del mercado :** se ocupa únicamente del volumen de transacciones y de las posiciones. Su utilización resulta de interés cuando se complementa con el análisis de evolución del precio.

El análisis técnico trata de anticipar las fluctuaciones de las cotizaciones en función de la estructura interna del propio mercado basándose en movimientos de precios históricos, producidos en situaciones estructuralmente semejantes, y también en la actividad corriente del mercado.

## **ANEXO 2. CARGOS E IMPUESTOS**

Los siguientes Cargos ya son incluidos por los generadores en los precios que ofertan en la bolsa o en contratos, pero deben ser incluidos por los comercializadores en los precios que ofrecerán a sus diferentes clientes :

- Cargos por uso de STN.
- Cargos por uso de los STR y SDL.
- Cargos por pérdidas en los diferentes sistemas.
- Cargos por reconciliación.
- Cargos por uso del Administrador del SIC.
- Cargos por comercialización.
- Cargos por uso del CND y CRD.
- Cargos por capacidad.
- Impuestos. (ver página 75)

### **ANEXO 3. AGENTES DEL MERCADO MAYORISTA (1996)**

- **Generadores :**

Electrificadora del Atlántico S.A.

Electrificadora de Bolívar S.A

Centrales Eléctricas del Cauca S.A.

Centrales Eléctricas de Nariño S.A.

Central Hidroeléctrica de Betania S.A.

Central Hidroeléctrica de Caldas S.A.

Central Hidroeléctrica del Río Anchicayá

Centrales Hidroeléctricas de Norte de Santander S.A. E.S.P.

Corporación Eléctrica de la Costa Atlántica.

Empresa de Energía de Boyacá S.A. E.S.P.

Empresa de Energía de Bogotá S.A.

Empresas Públicas de Medellín.

Empresa de Energía del Pacífico S.A. E.S.P.

Electrificadora de Santander S.A. E.S.P.

Isagen S.A. E.S.P.

Promotora de Energía Eléctrica de Cartagena S.A.

Electrificadora del Tolima S.A. E.S.P.

- **Comercializadores :**

Electrificadora del Atlántico S.A.

Electrificadora de Bolívar S.A

Centrales Eléctricas del Cauca S.A.

Centrales Eléctricas de Nariño S.A.

Compañía de Electricidad de Tulúa S.A.

Central Hidroeléctrica de Betania S.A.

Central Hidroeléctrica de Caldas S.A.

Electrificadora del Chocó S.A.

Centrales Hidroeléctricas de Norte de Santander S.A. E.S.P.

Electrificadora del Caquetá S.A.

Electrificadora de Córdoba S.A. E.S.P.

Corporación Eléctrica de la Costa Atlántica.

Electrificadora del Cesar S.A.

Empresas Municipales de Cartago.

Empresa Antioqueña de Energía S.A. E.S.P.

Empresa de Energía de Boyacá S.A. E.S.P.

Empresa de Energía del Quindío S.A. E.S.P.

Empresa de Energía de Bogotá E.S.P.

Empresa de Energía de Cundinamarca S.A. E.S.P.

Empresas Municipales de Cali.

Electrificadora del Meta S.A.

Empresa de Energía Eléctrica del Arauca.

Municipio de Entrerrios - Antioquia.

Empresas Públicas de Medellín.

Empresas Públicas de Pereira.

Empresa de Energía del Pacífico S.A. E.S.P.

Electrificadora de Santander S.A. E.S.P.

Electrificadora de la Guajira S.A. E.S.P.

Isagen S.A. E.S.P.

Electrificadora del Magdalena S.A.

Energía Eléctrica de Magangué S.A. E.S.P.

Promotora de Energía Eléctrica de Cartagena S.A.

Electrificadora del Tolima S.A. E.S.P.

Electrificadora de Sucre S.A.

Electrificadora del Huila S.A.

**Todas las anteriores comercializadoras son empresas del estado o de economía mixta.**

• **Comercializadoras Privadas :**

Consortio Nacional Eléctrico ( C.N.E.).

Generadora Unión.

H.V. Asociados.

Comercializadora Las Flores.

- **Transportadores :**

Centrales Hidroeléctricas de Norte de Santander S.A. E.S.P.

Central Hidroeléctrica de Betania S.A. E.S.P

Central Hidroeléctrica de Caldas S.A. E.S.P.

Corporación Eléctrica de la Costa Atlántica E.S.P.

Empresa de Energía de Boyacá S.A. E.S.P.

Empresa de Energía de Bogotá E.S.P.

Empresas Públicas de Medellín S.A. E.S.P.

Empresa de Energía del Pacífico S.A. E.S.P.

Electrificadora de Santander S.A. E.S.P.

Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P.

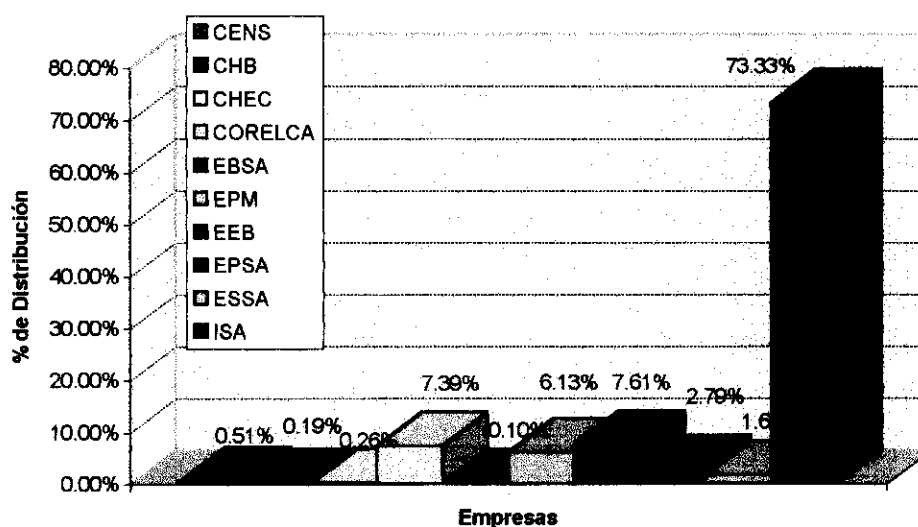


FIGURA 49. Porcentajes de Distribución de Ingresos por Uso STN. 1996



## CONCLUSIONES

En la actualidad se pueden utilizar los contratos FRA y algunos de los diferentes instrumentos de gestión de riesgo (Cap, Call, Floor, Put, Collar etc.) en el mercado de energía eléctrica en Colombia, mediante acuerdos directos y bilaterales entre los agentes compradores y vendedores de energía. No existe en el país un ente regulador de un mercado de opciones, y es por esto que dichas transacciones se realizan aisladamente.

En el modelo desarrollado en este trabajo se pueden comparar las diferentes decisiones que se pueden tomar para maximizar las utilidades en una transacción de energía eléctrica. Dichas decisiones se refieren a una transacción en bolsa, contratos a largo plazo, utilización de elementos de gestión de riesgo, etc., porque dicho modelo permite observar y comparar las utilidades o pérdidas que implica cada decisión a tomar, desde el punto de vista de un comprador, vendedor y/o comprador-vendedor.

Se recomienda disminuir el intervalo de precios que comprende cada rango o estado de la naturaleza, para mejorar los resultados del modelo, además se deben utilizar el mayor número de decisiones posibles.

La utilización de los diferentes instrumentos de riesgo si ayudan en controlar el precios de la energía. Pero su aplicación solo debe ser implementada por personas que conozcan muy bien las diferentes opciones y el mercado, ya que mal usadas pueden ocasionar situaciones de no protección.

En la implementación de los diferentes instrumentos de gestión de riesgo, se deben crear nuevos mecanismos, instituciones y reglas para su correcto desempeño en el país, además, es de vital importancia disponer de sistemas avanzados de comunicación electrónica que permitan el rápido intercambio de información y la posibilidad de hacer múltiples transacciones en intervalos muy cortos de tiempo.

El estudio de los mercados futuros y el manejo de opciones en el futuro, se deben realizar mediante un análisis del mercado a través de un modelo matemático estocástico, cuyo estudio se propone como tema de tesis.

En cuanto a los contratos de futuros se debe recalcar en la estandarización de los mismos, en cuanto a la cantidad de potencia y energía contratada, parámetros y horas de despacho, además de los términos de negociación. Estos contratos deben ser constantemente evaluados.

La implementación de todos estos instrumentos de gestión de riesgo en el sector eléctrico colombiano estarán a cargo de los agentes participantes en el mercado mayorista, quienes deben buscar asesoría de personas conocedoras del sistema eléctrico y del sistema financiero (nacional e internacional), para el buen funcionamiento del un mercado libre de energía eléctrica.

## BIBLIOGRAFIA

COSTA Y MONTSERRAT. Nuevos instrumentos financieros en la estructura empresarial. Esic editorial. Madrid, España, 1992.

EEB. <http://www.eeb.com.co>

E.P.M. <http://www.epm.com.co>

EPPEN, GOULD Y SCHMIDT. Investigación de operaciones en la ciencia administrativa. Prentice-Hall Hispanoamérica S.A. México, 1992.

FREUND Y WALPOLE. Estadística matemática con aplicaciones. Editorial Prentice-Hall hispanoamericana S.A. México 1990.

GEDRA, Thomas. Opcional forward contracts for electric power markets. Oklahoma State university, IEEE, 1994.

IEEE. Conferencia dada por el Ing. Oscar Pardo del Consorcio Nacional de Energía. Santafé de Bogotá, Colombia, Marzo 26 de 1996.

I.S.A. Informe de operación 1995. Medellín, Colombia, 1996.

I.S.A. Mercado mayorista de energía eléctrica 1995. Medellín, Colombia, 1996.

I.S.A. Informe anual 1995. Medellín, Colombia, 1996.

I.S.A. Transporte de energía eléctrica en Colombia. Medellín, Colombia, 1996.

I.S.A. [http:// www.isa.com.co](http://www.isa.com.co).

UPME. Plan de Expansión de referencia generación y transmisión 1996-2010. Santafé de Bogotá D.C., Colombia, 1996.

CREG. Resoluciones 1994-1997.

ROMERO PEÑA, Carlos Alberto. Modelo para la Evaluación y Seguimiento del Mercado y Venta de Energía en la Bolsa., Santafé de Bogotá, Colombia, 1996.

SERRANO, Javier. Mercados monetarios y de capitales. Universidad de los Andes, Santafé de Bogotá D.C., Colombia, 1996.

SHEBLE, Gerald. Priced based operation in an auction market structure. Iowa state university, IEEE, 1996.

Otros.