



EL RACIONAMIENTO
DE ENERGIA ELECTRICA
EN COLOMBIA

1992

333.7932

I611r

Ej.1

REPUBLICA DE COLOMBIA
MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA



ISA Interconexión Eléctrica S. A.

CONTENIDO

- 3 OBJETIVO
- 3 IMPLANTACION Y SEGUIMIENTO DEL RACIONAMIENTO
- 4 EVOLUCION DE LAS VARIABLES ENERGETICAS
 - Aportes Hidrológicos
 - Embalses
 - Disponibilidad de Plantas Térmicas
 - Demanda de Energía
- 9 PLAN DE EMERGENCIA ELECTRICA

RESULTADOS

El racionamiento de energía eléctrica en Colombia 1992/Interconexión Eléctrica, ministerio de minas y Energía

333.7932 I611r Ej.1

CATALOGADO POR: HELP FILE LTDA

FECHA	PRESTADO A	FECHA
-------	------------	-------

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA



01003441
BIBLIOTECA

OBJETIVO

Se presenta en esta separata un informe sobre el racionamiento de energía eléctrica que viene sufriendo el país desde marzo de 1992. Contiene los siguientes aspectos: un resumen global sobre el racionamiento, las acciones tomadas para tratar de eliminarlo o reducir su efecto y los resultados del mismo durante este año. Como complemento del informe se registra en forma gráfica, la evolución de algunos indicadores que ayudan a explicar el racionamiento y su origen.

IMPLANTACION Y SEGUIMIENTO DEL RACIONAMIENTO

Durante 1992 los aportes de los ríos del Sistema Interconectado Nacional, los más bajos registrados en las estadísticas disponibles, determinaron un período de intensa sequía que se reflejó en una reducción de aproximadamente 11 000 GWh respecto a los aportes promedio históricos.

A mediados de febrero de 1992 los niveles de los embalses descendieron por debajo de los niveles mínimos operativos, lo cual, junto con las condiciones de sequía ocasionadas por la presencia de un evento hidrometeorológico fuerte llamado El Niño y por los problemas laborales en algunas empresas que afectaron las tareas de mantenimiento del equipo de generación, obligaron al Gobierno Nacional y al Sector Eléctrico, representados en el Comité Directivo de Operación, a tomar la decisión de implantar un racionamiento programado de energía, el cual se inició a partir del 2 de marzo.

En esta fecha el racionamiento fué del 3% de la demanda, porcentaje que se incrementó a medida que se hacían más críticas las condiciones hidrológicas de los diferentes ríos, hasta llegar a un máximo del 26% en la semana del 27 de abril al 3 de mayo y reducirse al 15% a finales de 1992.

La evaluación y seguimiento de la crisis y el control del racionamiento fueron realizadas por el Ministerio de Minas y Energía y el Comité Directivo de Operación del Sector Eléctrico con el apoyo técnico del Sub-Comité de Operación del Sector Eléctrico, mediante reuniones semanales. Las proyecciones y recomendaciones sobre el racionamiento futuro se han basado en los resultados de los modelos de planeamiento operativo de mediano y largo plazo de ISA, apoyados por las proyecciones de caudales realizadas conjuntamente por el Sector y el HIMAT.

EVOLUCION DE LAS VARIABLES ENERGETICAS

Aportes hidrológicos

Según las estadísticas sobre la hidrología disponibles en ISA y el HIMAT, los años de 1991 y 1992 fueron los más secos en la historia nacional y la sequía que se presenta desde el mes de diciembre de 1991 es la más extensa de los últimos 37 años. Parte de la sequía de 1992, principalmente hasta mediados del año, puede explicarse por el fenómeno de El Niño. Lo registrado con posterioridad aún es motivo de investigación por parte de los organismos meteorológicos internacionales y por el HIMAT.

El fenómeno de El Niño debe entenderse como una compleja interacción océano-atmosférica y no solamente como un calentamiento del agua del mar o una inversión de presiones en el Océano Pacífico. Su presencia no está asociada con ninguna periodicidad conocida y sus efectos no son predecibles puesto que mientras en unas zonas pueden presentarse abundantes lluvias en otras severas sequías.

El calentamiento del mar altera la distribución espacial habitual de la evaporación, con lo que se modifica la absorción de radiación solar, la distribución de las lluvias, y el régimen de vientos, los cuales finalmente vuelven a modificar las corrientes marinas y estas redistribuyen la temperatura del océano.

La NOAA (National Oceanic and Atmospheric Administration) de los Estados Unidos de América es la entidad que a nivel mundial centraliza la recolección de la información acerca del fenómeno de El Niño, la analiza y emite alertas por intermedio del Boletín de Diagnóstico del Clima (BDC). Esta entidad que posee el equipamiento técnico más complejo y moderno para el estudio del fenómeno, solo dió la alerta mundial en el boletín de octubre de 1991, el cual fué publicado en noviembre del mismo año. Sin embargo, en esta alerta no se especificaron los alcances ni la magnitud del fenómeno. ISA solo fué informada oficialmente que se estaba ante la presencia de este fenómeno en el mes de diciembre de 1991. La comunidad científica internacional está todavía pendiente de nuevas teorías e investigaciones en busca de un pronóstico más o menos confiable.

El fenómeno de El Niño no es cíclico ni sus efectos pueden predecirse en cuanto a lluvias o sequías y menos en cuanto a su cantidad o intensidad o a sus efectos posteriores. Además, una vez se presentan las lluvias después de un período de sequía, no se obtiene una respuesta inmediata en caudales debido a que el proceso

lluvia-escorrentía está afectado por la sequedad del suelo y por la vegetación. Por lo tanto la escorrentía o aumento del caudal se dará únicamente cuando el suelo esté completamente saturado.

El gráfico 1 presenta a nivel mensual la evolución de los aportes hídricos en GWh para el período 1990-1992, junto con los aportes esperados para cada mes. En ella se aprecia la reducción de los aportes reales con respecto a los esperados: a nivel anual los aportes reales de 1990, 1991 y 1992 fueron el 88%, 78% y 66% de los esperados.

Embalses

El gráfico 2 presenta la evolución del embalse agregado para el período 1990-1992 y en el gráfico 3 se ilustra el comportamiento real del embalse agregado nacional durante el período enero- diciembre/92, junto con el nivel mínimo operativo. El sistema eléctrico tiene un embalse agregado con una capacidad de 11 772 GWh (sin incluir el embalse del Guavio, que solo entró en operación a mediados de diciembre), energía que representa un 32% de la demanda de 1992. El embalse del Peñol, el único embalse de regulación multianual de uso exclusivo para generación de energía eléctrica, tiene una capacidad de 4 385 GWh, equivalente a un 12% de la demanda de energía, lo cual indica la baja capacidad de regulación del sistema eléctrico. A nivel del embalse agregado nacional, el volumen mínimo técnico es de 1 879 GWh, que representa un 16% de su capacidad, lo cual reduce aún más el nivel de regulación del sistema.

Disponibilidad de plantas térmicas

A finales de 1991 y principios de 1992 la disponibilidad real de las plantas térmicas fué mucho menor de la

GRAFICO 1
APORTES HIDRICOS
SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
(Miles de GWh)
1990 - 1992

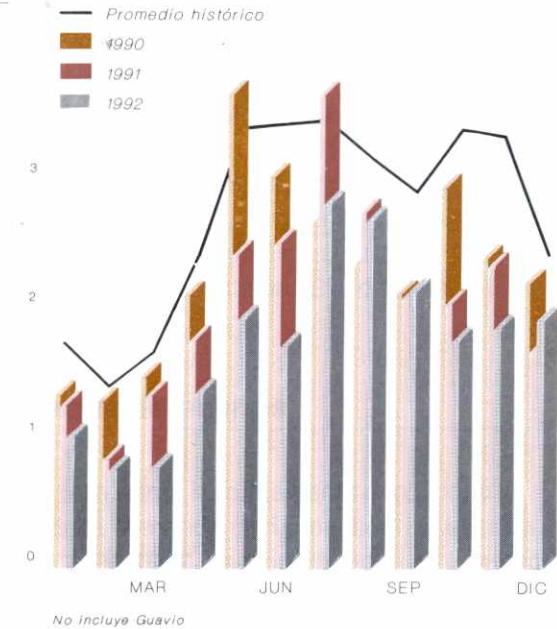


GRAFICO 2
EVOLUCION DEL EMBALSE AGREGADO
SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
(Miles de GWh)
1990 - 1992

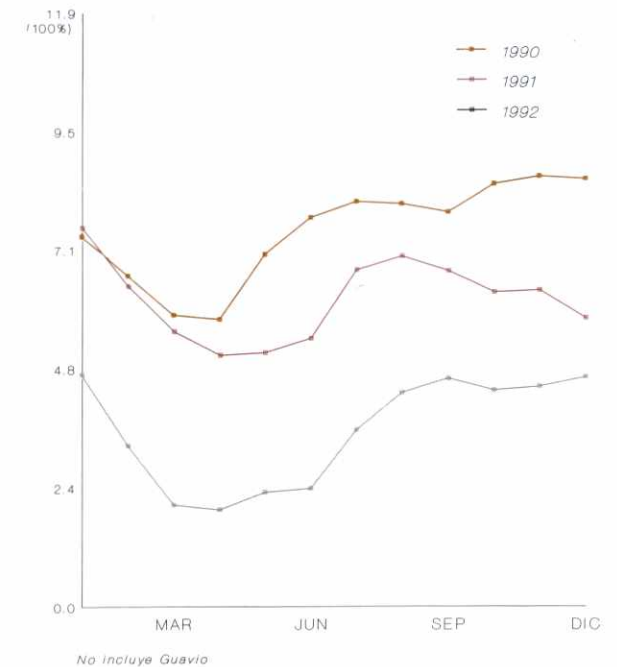


GRAFICO 3
 EVOLUCION DE RESERVAS HIDRAULICAS
 SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
 (Porcentaje de energía)
 1991 - 1992

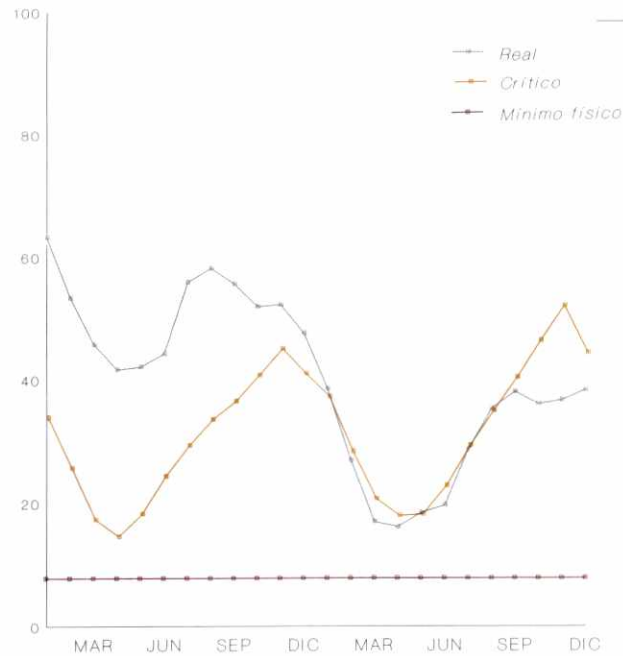
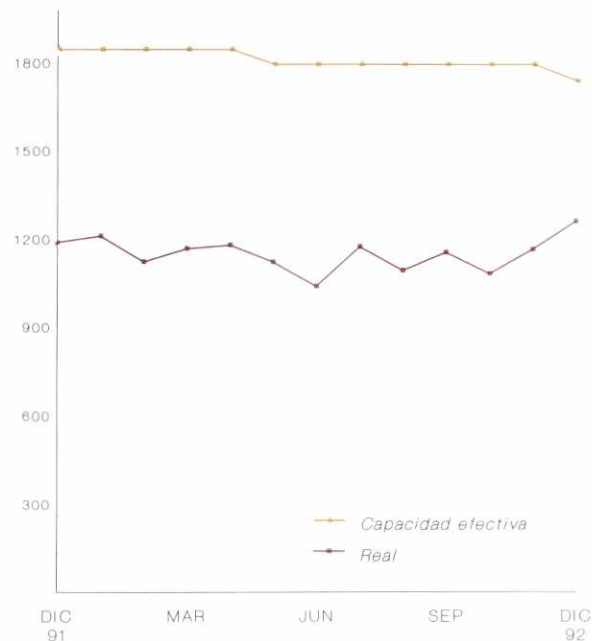


GRAFICO 4
 DISPONIBILIDAD TERMICA
 SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
 PROMEDIOS MENSUALES (MW)
 1991 - 1992



esperada, debido a inconvenientes en el mantenimiento de las mismas y a problemas laborales de las empresas. El gráfico 4 presenta para el período noviembre de 1991-diciembre de 1992 la evolución de la capacidad efectiva y la disponibilidad real de las plantas térmicas. La disponibilidad promedio de éstas, durante 1992 fué de 1 145 MW, que representa un 62% de la capacidad térmica efectiva.

Demanda de energía

El gráfico 5 presenta la forma como evolucionó la atención de la demanda diaria mensual de energía en el período 1990-1992, desagregándose en generación de los embalses, generación filo de agua, generación térmica, importaciones y racionamiento y el gráfico 6 presenta esta misma información pero a nivel anual, destacándose la reducción en la participación de la generación filo de agua en la atención de la demanda, que se reduce de un 72% en 1990, a un 64% en 1991 y un 48% en 1992 y el aumento en la participación de la generación térmica, que es el 18.4% en 1990, el 21.4% en 1991 y el 26.3% en 1992.

PLAN DE EMERGENCIA ELECTRICA

El Gobierno Nacional, consciente de la gravedad de la crisis energética y de su impacto sobre los diversos sectores sociales del país expidió el Decreto 700, el 24 de abril de 1992, con base en el cual el Ministerio de Minas y Energía diseñó un plan de emergencia que prevé la puesta en operación de 2 138 MW adicionales

GRAFICO 5
BALANCE DE ENERGIA MENSUAL
 SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
 Promedio diario (GWh)
 1990 - 1991 - 1992

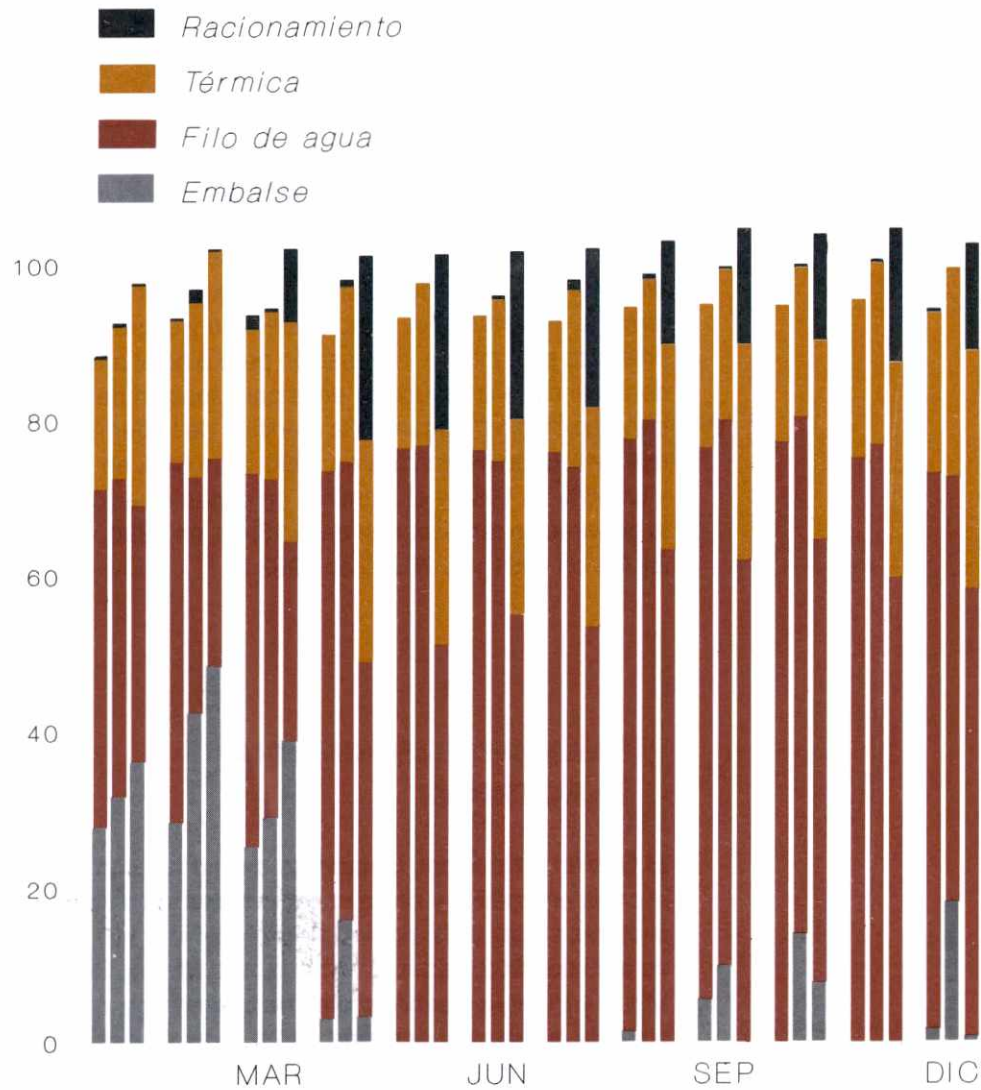
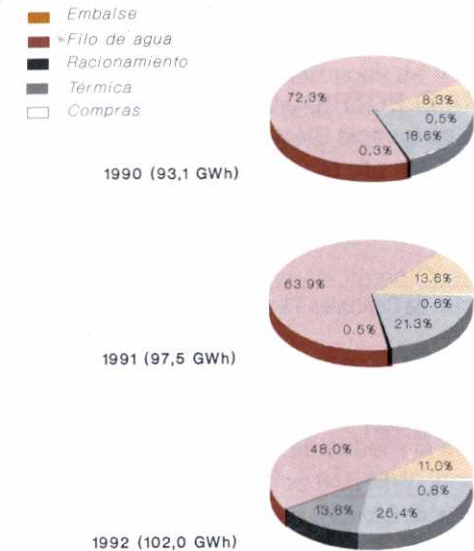


GRAFICO 6
BALANCE HISTORICO DE ENERGIA
PROMEDIO DIARIO
 SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
 1990 - 1992



Las compras hasta 1991 son a CADAPE (Venezuela)
 En 1992, adicionalmente, son por Cuatricentenario y OXY

para el período 1992 - primer trimestre de 1994, constituido por 1 000 MW de Guavio, 100 MW de interconexión con Venezuela por el Norte del país, proyectos que se encontraban en construcción al inicio de la crisis, 50 MW de compra de energía a las plantas estacionarias de Buenaventura, 550 MW del Plan de Recuperación de Unidades PRU y el adelanto de 438 MW de los 500 MW programados como respaldo en el Plan de Expansión de Referencia, así: 100 MW de interconexión con Venezuela por la línea Coroza-San Mateo, 98 MW térmicos a gas de Ecopetrol, compra de 150 MW en Barranquilla y la instalación de 90 MW en Mamonal.

El cuadro 1 presenta la desagregación del Plan de Emergencia por tipo de proyecto, clasificándolos según se trate de recuperación de centrales hidráulicas o térmicas, nuevas centrales o conexiones internacionales.

A diciembre 31 de 1992 habían entrado en operación 515 MW (24% del plan) correspondientes a:

CUADRO 1
SISTEMA ELECTRICO COLOMBIANO
Plan de Emergencia Eléctrica
Desagregación por proyectos

Tipo de proyecto	Capacidad (MW)	Porcentaje (%)
1 Recuperación de Centrales Térmicas	467.6	21.9
EEB	70.5	ELECTRANTA 73.0
CVC-CHIDRAL	3.0	ELECTRIBOL 8.0
EBSA (Boyacá)	8.0	CORELCA 207.0
ESSA (Santander)	9.0	ISA 66.0
ICEL	20.0	CEDENAR 3.1
2 Recuperación de Centrales Hidráulicas	46.7	2.2
CEDELCA	4.0	EDEQ 2.2
CEDENAR	5.0	HUILA 3.2
CELGAC	2.0	PEREIRA 9.0
CHEC	3.1	CALARCA 1.2
CVC-CHIDRAL	17.0	
3 Nuevas Centrales Térmicas	388.0	18.1
ECOPETROL		98.0
PROELECTRICA (Mamonal)		90.0
Generación Privada Barranquilla		150.0
Estacionarias Buenaventura		50.0
4 Nuevas Centrales Hidráulicas	1006.0	47.0
Guavio	1000.0	
Palmas	6.0	
5 Conexiones Internacionales	230.0	10.8
Venezuela - CADAFE		20
Venezuela, Cuestecitas - Cuatricentenario		100
Venezuela, Corozo - San Mateo		100
Ecuador, EMELNORTE		10
TOTAL PLAN DE EMERGENCIA	2138.3	100.0

- Recuperación de las centrales térmicas de Cartagena III (65 MW), Barranquilla III, IV y VI (27 MW), el Río II a VI (25.5 MW) y Turbogás Chinú (66 MW).
- Recuperación de las pequeñas centrales hidráulicas de Guacaica (1.2 MW) y la Pita (1.4 MW).
- Interconexión Colombia-Venezuela, línea Cuestecitas Cuatricentenario (100 MW).
- Nuevas centrales hidráulicas (Guavio 200 MW) y térmicas a gas (Gualanday 30 MW).

Para el primer trimestre de 1993 se espera la entrada, con una alta probabilidad, de otros 615 MW, incluyendo dos nuevas unidades del proyecto Guavio (400 MW), una nueva planta térmica de Ecopetrol en Yumbo (26 MW), la recuperación de Zipa V (66 MW) y de una unidad de la Turbogás de Chinú (33 MW), entre otros proyectos.

RESULTADOS

El cuadro 2 muestra la forma como ha evolucionado la programación del racionamiento desde marzo de 1992 hasta diciembre, observándose en su inicio un racionamiento del 3% de la demanda esperada del mes de marzo, el cual se mantiene en un 25% en abril y mayo, y se reduce hasta el 8.9% en la semana de agosto 17 a agosto 23 y termina el año con un 15%.

Durante julio y agosto se observó una notable mejoría en los aportes de los ríos asociados al embalse La Esmeralda y del río Magdalena en Betania, situación que permitió disminuir transitoriamente el racionamiento para evitar vertimientos, dada la baja capacidad de regulación del SIN.

CUADRO 2
TABLA DE RACIONAMIENTO GENERAL
1992

PERIODO	RECOMENDADO		ACORDADO		EJECUCION	
	%	GWh	%	GWh	PROGR. GWh	REAL GWh
FEB 24 -MAR 1	3	21.0	0	0.0	0.0	0.0
MAR 2 -MAR 8	6	42.0	3	21.0	20.9	35.5
MAR 9 -MAR 15	9	63.9	3	21.0	20.6	32.6
MAR 16 -MAR 22	18	124.2	14	96.9	95.5	82.6
MAR 23 -MAR 29	15	99.7	14	95.6	90.5	103.9
MAR 30 -ABR 5	19	130.0	14	98.7	94.5	119.2
ABR 6 -ABR 12	30	208.5	25	175.1	170.9	168.1
ABR 13 -ABR 19	26	175.1	26	175.1	167.2	196.2
ABR 20 -ABR 26	25	175.1	25	175.1	174.8	165.5
ABR 27 -MAY 3	26	175.1	25	175.1	174.6	173.2
MAY 4 -MAY 10	25	175.1	25	175.1	175.0	162.0
MAY 11 -MAY 17	25	175.1	25	175.1	174.7	165.9
MAY 18 -MAY 24	25	175.1	25	175.1	172.1	154.2
MAY 25 -MAY 31	25	175.1 (1)	22	155.0	153.6	151.0
JUN 1 -JUN 7	22	155.0	22	155.0	152.4	149.7
JUN 8 -JUN 14	22	155.0	22	155.0	153.8	151.4
JUN 15 -JUN 21	22	155.0	22	155.0	154.3	154.5
JUN 22 -JUN 28	22	155.0	22	155.0	154.0	151.4
JUN 29 -JUL 5	22	155.0	22	155.0	153.9	146.9
JUL 6 -JUL 12	22	155.0	22	155.0	154.6	149.6
JUL 13 -JUL 19	22	155.0	22	155.0	153.6	147.6
JUL 20 -JUL 26	22	155.0	22	155.0	152.3	135.0
JUL 27 -AGO 2	22	155.0	22	155.0	151.7	144.0
AGO 3 -AGO 9	12.5	72.1	12.5	72.1	70.4	105.6
AGO 10 -AGO 16	10.9	77.0	10.9	77.0	73.9	96.1
AGO 17 -AGO 23	8.9	61.6	8.9	61.6	60.9	75.8
AGO 24 -AGO 30	10.9	77.0	10.9	77.0	75.6	84.9
AGO 31 -SEP 6	14.8	105.0	14.8	105.0	100.7	103.1
SEP 7 -SEP 13	14.8	105.0	14.8	105.0	97.2	96.4
SEP 14 -SEP 20	14.8	105.0	14.8	105.0	102.9	106.0
SEP 21 -SEP 27	14.8	105.0	14.8	105.0	103.9	108.3
SEP 27 -OCT 4	14.8	105.0	14.8	105.0	104.1	106.3
OCT 5 -OCT 11	14.8	105.0	14.8	105.0	104.3	108.1
OCT 12 -OCT 18	14.8	105.0	14.8	105.0	100.8	91.4
OCT 19 -OCT 25	18.0	126.0	14.8	105.0	100.7	89.6
OCT 26 -NOV 1	18.0	126.0	14.8	105.0	101.6	92.9
NOV 2 -NOV 8	18.0	126.0	18.0	126.0	122.6	124.3
NOV 9 -NOV 15	18.0	126.0	18.0	126.0	123.7	124.7
NOV 16 -NOV 22	18.0	126.0	18.0	126.0	122.2	122.7
NOV 23 -NOV 29	18.0	126.0	18.0	126.0	120.1	125.4
NOV 30 -DIC 6	18.0	126.0	18.0	126.0	111.5	105.9
DIC 7 -DIC 13	18.0	126.0	18.0	126.0	118.5	96.1
DIC 14 -DIC 20	15.0	105.0	15.0	105.0	97.4	87.8
DIC 21 -DIC 27	15.0	105.0	6.8	46.6	44.0	95.4
DIC 28 -ENE 3/93	15.0	105.0	6.8	46.6	43.3	108.3
TOTAL A ENERO 3 DE 1993		5655.7		5295.9	5166.0	5295.1

(%) Respecto a la demanda esperada.

(1) Debido al cambio anunciado por EEPPM al Comité Directivo para reevaluar el mínimo operativo de El Peñol del 11% al 6%.

El racionamiento programado se distribuyó entre las diferentes empresas con una regla previamente acordada. Cada empresa era autónoma para repartir la magnitud fijada entre sus diferentes circuitos y sectores de consumo y para establecer los horarios de racionamiento de tal forma que cumpliera con la cuota asignada, buscando, mientras existiera la factibilidad técnica, proteger los sectores industriales, a los cuales se les solicitaron metas de ahorro voluntario a través de cambios de turnos, mejora en la eficiencia de sus procesos y aumento de la autogeneración.

El racionamiento por desconexión de circuitos se concentró principalmente en el sector residencial, que representa casi un 50% del consumo total de energía eléctrica del país, un 36% de la demanda de energía, más del 90% de los suscriptores, y más de un 50% de las pérdidas de energía. Dependiendo de la intensidad del racionamiento, fué necesario establecer programas de corte del servicio de lunes a domingo en algunos meses o de lunes a viernes en otros.

El cuadro 3 presenta la evolución de los índices reales de racionamiento de los diferentes mercados y del sistema interconectado durante 1992. Aunque el racionamiento programado se inició en marzo, en el cuadro se presentan racionamientos para enero y febrero, ocasionados por problemas para la transmisión de la energía a varias regiones por atentados dinamiteros. El mayor racionamiento se presentó en abril con un 23.3% de la demanda. A nivel anual, el racionamiento promedio fué del 13.9% de la demanda, habiendo racionado los mercados de EEB e ICEL un 13.9%, EEPPM un 13.5%, CVC 15.7% y CORELCA un 11.5%.

En el Sistema Interconectado Nacional el racionamiento ascendió a 5 183 GWh, de una demanda potencial de 37 367 GWh.

CUADRO 3
SISTEMA INTERCONECTADO COLOMBIANO
 Evolución de los índices de racionamiento
 como porcentaje de la demanda de energía
 1992

MERCADO/MES	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	ANUAL
EEB-PROPIO (1)	0.0	0.1	9.7	25.0	23.9	23.3	20.5	14.4	15.2	14.7	17.2	13.3	14.9
EEPPM (2)	0.0	0.0	10.2	23.8	22.3	20.2	20.1	10.9	12.5	10.9	16.0	14.9	13.5
CVC (VALLE) (3)	0.0	0.1	8.0	24.4	22.6	23.5	22.1	15.6	17.4	14.7	20.1	18.5	15.7
ICEL (4)	0.3	0.7	7.7	23.8	23.0	22.9	20.8	14.1	15.5	14.6	19.6	16.1	14.9
CUNDI/META	0.0	0.0	2.1	23.7	25.2	21.2	20.4	14.6	11.2	13.3	21.0	15.4	14.0
C Q R	0.0	0.0	10.6	24.7	26.0	23.3	22.8	14.4	15.5	15.9	19.1	16.0	15.8
T H C	0.6	0.0	7.2	25.8	20.6	20.9	20.6	9.1	14.4	13.0	19.8	20.6	14.4
NORDESTE	0.0	0.1	6.0	21.9	20.3	23.6	19.6	15.9	16.6	12.9	18.8	13.3	14.3
CED/CED	1.8	5.5	11.2	25.5	24.9	23.3	20.9	13.1	16.3	19.4	21.9	19.6	17.0
CORELCA (5)	0.0	0.2	11.1	21.3	19.9	16.9	18.2	10.4	11.9	11.4	10.1	5.4	11.5
SISTEMA TOTAL	0.1	0.2	9.2	23.3	22.1	21.1	19.9	12.8	14.2	13.1	16.4	13.3	13.9

(1) Incluye el Distrito Capital de Santafé de Bogotá y zonas aledañas

(2) Corresponde a los departamentos de Antioquia y Chocó

(3) Corresponde al departamento del Valle del Cauca

(4) Incluye los mercados de

CUNDI/META (Cundinamarca y Meta)

CQR (Caldas, Quindío y Risaralda)

THC (Tolima, Huila y Caquetá)

NORDESTE (Boyacá, Santander, Norte de Santander, Arauca y Casanare)

CED/CED (Cauca y Nariño)

(5) Incluye los departamentos de la Costa Atlántica

Mientras que la demanda total de energía presentó una tasa de crecimiento durante el año de 4.7%, la demanda atendida tuvo una reducción del 9.3%.

El cuadro 4 presenta la distribución a nivel nacional, del porcentaje de suscriptores residenciales (viviendas) racionados por hora, para dos períodos diferentes, mayo y diciembre.

En el cuadro siguiente se ilustra el porcentaje máximo de usuarios residenciales afectados por el racionamiento en estos dos meses.

**PORCENTAJE MAXIMO
DE VIVIENDAS RACIONADAS**

HORARIO	LUNES A VIERNES		SABADO		DOMINGO	
	Mayo	Diciembre	Mayo	Diciembre	Mayo	Diciembre
En la mañana	71	67	69	47	66	13
En la noche	55	44	28	11	17	1

El efecto del racionamiento sobre los consumos de energía se puede observar analizando las tasas de crecimiento para el período enero-diciembre de 1992 con respecto al período enero-diciembre de 1991. Los principales conceptos y las tasas de crecimiento se muestran en la tabla de la página siguiente.

Para la período de análisis se observa que mientras la demanda de energía atendida se reduce en un 9.2% con respecto al mismo período del año anterior, el consumo de energía se disminuye en un 8.4%, correspondiendo la mayor reducción a los sectores residencial y comercial con un 10%, la menor al sector

CUADRO 4
SECTOR ELECTRICO COLOMBIANO
Porcentaje de suscriptores residenciales racionados por hora
Resumen nacional

HORA	LUNES A VIERNES		SABADO		DOMINGO		
	MAYO	DICIEMBRE	MAYO	DICIEMBRE	MAYO	DICIEMBRE	
12 - 1	AM	8.0	0.0	8.5	0.0	7.2	0.0
1 - 2	AM	8.0	0.0	8.8	0.0	7.2	0.0
2 - 3	AM	8.2	0.0	9.6	0.0	8.9	0.0
3 - 4	AM	9.8	0.0	9.9	0.0	8.9	0.0
4 - 5	AM	14.9	0.0	14.1	0.0	13.1	0.0
5 - 6	AM	16.2	8.5	34.1	4.9	45.2	0.1
6 - 6 1/2	AM	19.7	12.2	36.0	31.4	45.7	0.1
6 1/2 - 7	AM	48.6	12.6	51.8	31.8	50.6	0.1
7 - 7 1/2	AM	60.9	37.5	67.3	44.2	57.9	0.1
7 1/2 - 8	AM	60.9	46.5	67.3	46.2	57.9	11.6
8 - 8 1/2	AM	61.1	53.9	68.9	47.2	66.4	11.7
8 1/2 - 9	AM	70.6	65.3	68.9	24.5	66.4	11.7
9 - 9 1/2	AM	61.6	66.5	48.0	27.1	46.0	11.6
9 1/2 - 10	AM	61.6	66.5	48.0	27.1	46.0	11.6
10 - 10 1/2	AM	58.4	64.9	38.1	26.4	35.7	13.3
10 1/2 - 11	AM	40.5	49.7	33.1	22.8	30.9	13.3
11 - 12	M	39.7	47.6	31.9	22.5	30.9	13.3
12 - 12 1/2	PM	39.6	35.4	31.8	21.9	24.7	13.3
12 1/2 - 1	PM	30.1	28.0	31.8	14.5	24.7	13.3
1 - 1 1/2	PM	31.6	21.9	33.2	7.8	24.4	13.3
1 1/2 - 2	PM	31.6	19.7	33.2	5.6	24.4	13.3
2 - 2 1/2	PM	16.4	5.4	18.0	5.2	8.7	1.7
2 1/2 - 3	PM	16.4	5.7	18.0	5.5	8.7	1.7
3 - 4	PM	12.0	7.3	10.6	5.4	4.7	1.7
4 - 5	PM	16.7	13.3	15.6	3.5	8.9	0.0
5 - 5 1/2	PM	50.3	43.7	23.0	8.6	11.0	0.0
5 1/2 - 6	PM	51.9	44.1	24.7	9.0	11.0	0.0
6 - 6 1/2	PM	54.9	43.5	27.5	10.6	16.9	0.0
6 1/2 - 7	PM	54.9	19.2	27.5	10.4	16.9	0.0
7 - 7 1/2	PM	48.3	3.8	21.2	3.8	12.6	0.0
7 1/2 - 8	PM	48.1	3.8	21.0	3.6	12.6	0.0
8 - 8 1/2	PM	9.4	2.8	9.5	2.7	6.5	0.0
8 1/2 - 9	PM	7.7	2.8	7.8	2.7	6.5	0.0
9 - 10	PM	2.1	0.6	2.0	0.6	0.4	0.0
10 - 11	PM	1.2	0.0	1.2	0.0	0.4	0.0
11 - 12	PM	1.0	0.0	2.2	0.0	0.4	0.0
SUSCRIPTORES RESIDENCIALES		5 000 000					

alumbrado público con un 2% y para el industrial se presentó una reducción del 4.7%, mucho menor que la tasa de reducción de la demanda y acorde con la política de no afectar en alto grado este sector.

SISTEMA ELECTRICO COLOMBIANO
Efecto del racionamiento sobre la demanda
y los consumos de energía

	Ene-dic 92 (GWh)	Ene-dic 91 (GWh)	Tasa de crecimiento (%) (1)
Demanda total de energía	37 591	35 777	4.7
Demanda atendida	32 408	35 585	- 9.2
Consumo de energía	25 121	27 352	- 8.4
Residencial	11 660	12 953	-10.2
Comercial	2 405	2 690	-10.8
Industrial	8 020	8 391	- 4.7
Oficial	1 687	1 845	- 8.8
Alumbrado público	873	888	- 2.0
Otros	476	585	-18.9
Consumo propio	832	715	16.0
Pérdidas de energía	6 455	7 518	-14.4
Índices de pérdidas (%)	19.9	21.1	- 6.0

(1) Tasas de crecimiento corregidas para tener en cuenta el efecto del año bisiesto.

Edición:
Oficina de Comunicaciones, ISA

Diseño:
Compañía de Diseño Ltda.

Impresión:
Edinalco Ltda.

Medellín, marzo de 1993