

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA

**MODELO PARA LA EVALUACION DE
LA EXPANSION DEL SECTOR CARBON**

1982

DEPARTAMENTO NACIONAL DE PLANEACION MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA

FONDO NACIONAL DE PROYECTOS DE DESARROLLO

ESTUDIO NACIONAL DE ENERGIA

INFORME FINAL

VOLUMEN VI



CONSULTORES

MEJIA MILLAN Y PERRY LTDA

BOGOTA , JULIO DE 1982

MODELO PARA LA EVALUACION DE LA
EXPANSION DEL SECTOR CARBON

MANUAL DEL USUARIO

INDICE

1. INTRODUCCION
2. CARACTERISTICAS GENERALES
3. DATOS DE ENTRADA DEL MODELO
4. RESULTADOS DEL MODELO

MODELO PARA LA EVALUACION DE LA EXPANSION DEL SECTOR CARBON

1. INTRODUCCION

Este modelo fue elaborado para evaluar la expansión del sector carbón y los costos netos de inversión y operación asociados. El modelo permite encontrar los indicadores económicos requeridos para complementar la evaluación global del Sector Energético. Permite a la vez elaborar los flujos financieros del sector carbón hasta el año 2000, encontrando los costos netos de la expansión (descontando los ingresos provenientes de la exportación).

El modelo se programó utilizando el paquete Standard "VISICALC" de común aplicación en microcomputadores.

2. CARACTERISTICAS GENERALES

Para la evaluación el modelo utiliza los resultados de los submodelos representativos del mercado interno y de las exportaciones en asociación, además de cierta información que se requiere procesar manualmente en forma externa al modelo.

Con esta información el modelo calcula los flujos financieros, año a año, y el valor presente de los costos netos asociados con la expansión del sector.

A partir de la información suministrada, el modelo calcula además ciertos datos derivados como son los costos de operación y mantenimiento, y efectúa las correcciones terminales por la diferencia en reservas al final del período y las correcciones por precios sombra de divisas y de mano de obra (debido a la diferencia en los costos de oportunidad privados y sociales).

El modelo procesa los cinco cuadros básicos siguientes:

- a) CUADRO No. 1: Presenta un resumen de las cantidades físicas, año a año, hasta el año 2000, referentes a:
 - Consumo final (residencial e industrial) y consumo en los centros de transformación (Termoeléctricas).
 - Transporte regional de carbón para atender el consumo interno.
 - Exportaciones.
 - Reservas disponibles en cada mercado.
- b) CUADRO No. 1A: Presenta un resumen regional de precios y producciones de carbón.

- c) CUADRO No. 2: Presenta los ingresos por exportación y los egresos por inversiones (exploración, minería para el consumo interno y para exportación e infraestructura).
- d) CUADRO No. 3: Incluye los resultados de la evaluación económica año a año, calculando los costos netos de la alternativa al descontar de los costos (de inversión, O & M y transporte) los Ingresos por exportación y los beneficios esperados al efectuar las correcciones por precios sombra de las divisas y la mano de obra.
- e) CUADRO No. 5: Presenta los flujos financieros del sector carbón, incluyendo los ingresos por ventas internas, pero sin incluir las correcciones terminales, ni las correcciones por precios sombra.

Sobre los cuadros anteriores se presentan los siguientes comentarios:

CUADRO No. 1: Para el cálculo de los volúmenes a transportar a Bogotá, Zipaquirá y Paipa se utilizan unos porcentajes aplicables a las demandas industriales y de termoeléctricas de Cundinamarca-Boyacá.

CUADRO No. 3: Con base en el cuadro No. 1 y a partir de los costos unitarios asociados a cada mina y a cada enlace, en

este cuadro se calculan los costos de operación y mantenimiento y los costos de transporte. Se utilizan además unos factores que tienen en cuenta tanto los precios sombra como los componentes de divisas y mano de obra asociados a los costos de inversión y operación, para la estimación de los beneficios por generación de divisas y de mano de obra no calificada.

En este cuadro se calcula también el "valor" de las reservas al final del período (año 2000) de acuerdo a una valoración suministrada para cada uno de los yacimientos.

En los cuadros Nos. 2, 3 y 5 se calcula el valor presente de los flujos con tres tasas de descuento, las cuales se suministran en cada caso.

El cuadro No. 4 es un cuadro auxiliar para efecto de cálculos

3. DATOS DE ENTRADA

La entrada de datos se hace escribiendo las cifras requeridas en cada una de las posiciones del cuadro respectivo, para lo cual se indican las posiciones tanto en filas (números) como en columnas (letras).

Para mayor información sobre el manejo de este tipo de cuadros se puede consultar el manual del paquete Standard "VISICALC" de común uso en microcomputadores.

A continuación se indican los datos de entrada, cuadro por cuadro, y las posiciones respectivas. Las posiciones que no se especifican se refieren a valores calculados internamente.

En algunos casos, además de los datos suministrados directamente por consola, se pueden intercalar datos grabados previamente en diskette (de un cuadro anterior). Para efectuar este proceso se indica la posición del cuadro donde se deben insertar dichos datos. Para efectuar este proceso se puede consultar el manual de "VISICALC".

CUADRO No. 1

Posiciones C8 a V8
hasta C13 a V13

Demandas de carbón industrial y residencial para cada región en miles de toneladas.

Posiciones C18 a V18
hasta C24 a V24

Demanda de carbón en las termoeléctricas en miles de toneladas

Posiciones C27 a V27

Demandas de la industria siderúrgica en miles de toneladas.

Posiciones C42 a V42

Transporte entre Bogotá y Cali (resultante del modelo de demanda interna).

Posiciones C43 a V43

Transporte entre Medellín y Cali (resultado del modelo de demanda interna).

Posiciones C47 a V47 hasta C50 a V50

Exportaciones año a año para cada uno de los proyectos.

Posición X8

Fracción (en p.u) de la producción de Canal-Boyacá que se transporta a Bogotá. El resto se transporta a Boyacá (Paipa).

Posición X18

Fracción de la producción de Cundinamarca-Boyacá asociada a centrales térmicas, que se transporta a Cundinamarca (Zipaquirá). El resto se transporta a Boyacá (Paipa).

Posiciones W8 a W13

Costos de O&M de la minería nacional en miles de dólares por tonelada (para obtener la cifra final en millones de dólares).

Posición W27

Costo de O&M de la minería para la siderurgia en miles de dólares por tonelada.

Posiciones W32 a W43

Costo del transporte interno (incluye inversión y operación) en miles de dólares por tonelada.

Posiciones W47 a W50

Costos de O&M de la minería de exportación en miles de dólares por tonelada.

Posiciones X47 a X50

Costos de O&M (sin inversión) del transporte del carbón para exportación en miles de dólares por tonelada.

Posiciones W54 a W61

Reservas al comienzo del período para cada región en millones de toneladas.

Posiciones X54 a X61

Valoración de las reservas para cada yacimiento en dólares por tonelada para efectos del cálculo de la corrección terminal al final del período.

Los valores de este cuadro (sin títulos) se almacenan en un archivo de datos desde la posición C8 hasta la posición X63, para ser insertados luego en el cuadro No. 3. Igualmente se guardan los valores de las demandas, desde la posición A32 hasta la posición V44, para ser insertadas luego en el cuadro No. 1A.

CUADRO No. 1A

Posiciones C9 a V9
Hasta C17 a V17

Precios del carbón en cada región en pesos por tonelada, año a año.

Posiciones C34 a V34

Total de exportaciones en miles de toneladas (se puede obtener del cuadro No. 1).

Posición A20

Insertar el archivo de valores de demandas obtenido del cuadro No. 1.

CUADRO No. 2

Posiciones C7 a V7
hasta C10 a V10

Ingresos nacionales por las ventas del carbón de exportación en millones de dólares para cada uno de los proyectos.

Posiciones C13 a V13
hasta C16 a V16

Ingresos por concepto de regalías e ingresos de participación en cada uno de los proyectos en millones de dólares (obtenidos del modelo de exportación).

Posiciones C19 a V19
hasta C22 a V22

Ingresos por concepto de impuestos sobre la renta y sobre remesas de utilidades de las compañías extranjeras en millones de dólares para cada uno de los proyectos.

Posiciones C27 a V27
hasta C36 a V36

Inversiones en exploración de las compañías nacionales en millones de dólares, para cada región.

Posiciones C39 a V39
hasta C51 a V51

Inversiones en las minas típicas futuras para atender el consumo interno, en millones de dólares.

Posiciones C53 a V53

Inversiones requeridas para poder mantener la producción actual, en millones de dólares.

Posiciones C55 a V55
hasta C58 a V58

Inversiones de las compañías nacionales en la minería de los proyectos de exportación, en millones de dólares.

Posiciones C62 a V62
hasta C65 a V65

Inversiones de las compañías nacionales en la infraestructura asociado con los proyectos de exportación, en millones de dólares.

Posiciones W4 a Y4

Tasas de descuento para el cálculo del valor presente.

Los valores de este cuadro se almacenan en un archivo desde la posición A67 hasta la posición Y73 con el fin de insertarlos luego en el cuadro No. 3

CUADRO No. 3

Posición Z71

Factor para evaluar los beneficios por generación de divisas de los ingresos de exportación. Es el producto del precio sombra por el porcentaje de divisas de los ingresos.

Posiciones Z72 a Z75

Factores similares al caso anterior pero referentes a los costos de inversión en minería e infraestructura. Como son costos estos factores deben ser negativos.

Posiciones Z77 y Z82

Factores de divisas, similar a los casos anteriores, para los costos de O&M y de transporte.

Posiciones AA72 a AA75

Factores para evaluar los beneficios por generación de mano de obra no calificada. Es el producto del precio sombra por la componente de mano de obra en las inversiones.

Posición AA77 y AA82

Factores de mano de obra, similar al caso anterior, para los costos de O&M y de transporte.

Posiciones W73 a Y73

Tasas de descuento para el cálculo del valor presente.

Los valores de este cuadro se graban en diskette desde la posición A1 hasta la posición AA82 para ser insertados luego en el cuadro No. 4.

CUADRO No. 4

Posición A1

Se insertan los valores grabados en el cuadro anterior.

CUADRO NO. 5

Posición A9

Insertar los valores del cuadro No. 2.

Posiciones W10 a W14

Porcentajes de divisas de los ingresos por exportación y de las inversiones en minería y transporte.

Posiciones C2 a V2

Costos de O&M totales.

Posiciones C3 a V3

Costos de transporte interno.

Posiciones C6 a V6

Ventas nacionales (del cuadro No. 1A).

Posiciones W2 y W3

Porcentajes de divisas en los costos de O&M y de transporte.

Los cuadros y las posiciones respectivas se pueden observar en los cuadros anexos.

4. RESULTADOS OBTENIDOS

Los resultados se presentan en los cuadros anexos. Estos cuadros incluyen la información presentada en la sección dos, además de los valores presentes de los flujos con tres tasas de descuentos.

De los cuadros enumerados no se incluye el cuadro No. 4 que se refiere a un cuadro auxiliar para efectos de facilitar los cálculos.

Para listar los cuadros se puede consultar el manual de VISICALC. Debido a su tamaño se requiere imprimirlos en dos o tres partes (10 años en cada cuadro). Para facilitar la lectura de los cua-

dro se puede emplear el artificio de "borrar" las columnas correspondientes a los diez años ya impresos (por ejemplo 1981 a 1990) conservando los títulos para imprimir luego los títulos y los resultados de los 10 años siguientes. Esto es válido solamente en el momento de tener completo el cuadro y solo para efectos de impresión.

Porcentajes de divisas en los ingresos por exportación y las inversiones en minería y transporte.
Costos de O&M locales.
Costos de transporte interno.
Ventas nacionales (del cuadro No. 1A).
Porcentajes de divisas en los costos de O&M y de transporte.

Posiciones W1 a W4
Posiciones V1 a V4
Posiciones U1 a U4
Posiciones T1 a T4
Posiciones S1 a S4
Posiciones R1 a R4
Posiciones Q1 a Q4
Posiciones P1 a P4
Posiciones O1 a O4
Posiciones N1 a N4
Posiciones M1 a M4
Posiciones L1 a L4
Posiciones K1 a K4
Posiciones J1 a J4
Posiciones I1 a I4
Posiciones H1 a H4
Posiciones G1 a G4
Posiciones F1 a F4
Posiciones E1 a E4
Posiciones D1 a D4
Posiciones C1 a C4
Posiciones B1 a B4
Posiciones A1 a A4

Los cuadros y las posiciones respectivas se pueden observar en los cuadros anexos.

RESULTADOS UNIFICADOS

Los resultados se presentan en los cuadros anexos. Los cuadros incluyen la información presentada en la sección dos, además de los valores presentes de los flujos con tres tasas de descuento. De los cuadros numerados no se incluye el cuadro No. 4 que se refiere a un cuadro auxiliar para efectos de calcular los flujos.

Los. Para listar los cuadros se puede consultar el índice de VISICALC. Debido a su tamaño se requiere imprimirlos en dos o tres partes (10 años en cada cuadro). Para facilitar la lectura de los cuadros



(MILES TON) 1981 AL 2000

DESCRIPCION ITEM	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	
CONSUMO INTERN FINAL											
CUNDINAMARCA	1068	1102	1147	1202	1265	1339	1423	1517	1621	1730	
NORTE DE SANTANDER	91	95	99	103	107	111	116	121	126	131	
VALLE	610	628	661	677	703	742	776	824	872	920	10
ANTIOQUIA (T.E.C)	481	500	523	551	583	618	658	704	754	806	
CEMENTO COSTA		383	409	437	467	494	518	542	566	590	
INDUSTRIA COSTA		17	17	17	17	24	37	53	73	95	
SUBTOTAL	2250	2725	2856	2987	3142	3328	3528	3761	4012	4272	15
CONSUMO INTERMEDIO											
TERMoeLECTRICAS											
CENTRO PAIS	1149	1149	758	436	407	429	532	512	510	510	
TASAJERO	0	0	0	159	159	157	160	144	143	143	
VALLE	193	193	91	50	45	46	46	45	45	45	20
ANTIOQUIA(T.E.C)	0	0	0	0	0	23	115	98	96	96	
B/Q Y C/GENA				383	377	379	379	373	373	373	
TERMO CERREJON	0	51	457	343	426	425	525	521	518	518	
TERMICA NUEVA											
SUBTOTAL	1342	1393	1306	1371	1414	1459	1757	1693	1685	1685	25
SIDERURGICAS	750	750	750	750	1690	1702	1714	1726	1738	1750	
TOTAL CONSUMO	4342	4868	4912	5108	6246	6489	6999	7180	7435	7707	30
TRANSPORTE INTERNO											
BOGOTA	320	331	344	361	380	402	427	455	486	519	
ZIPAGUIRA	689	689	455	262	244	257	319	307	306	306	
PAIPA	1207	1231	1106	1016	1048	1109	1209	1267	1339	1415	
PAZ DEL RIO	750	750	750	750	1690	1702	1714	1726	1738	1750	35
MEDELLIN (T.E.C)	481	500	523	551	583	641	773	802	850	902	
CALI	700	700	700	727	748	788	822	869	917	965	
CUCUTA	91	95	99	262	266	268	276	265	269	274	
SAN JORGE B/Q-C/G	0	383	409	437	467	494	518	542	566	590	
CERREJON B/Q C/G	0	17	17	400	394	403	416	426	446	468	40
TERMOCERREJON	0	51	457	343	426	425	525	521	518	518	
BOGOTA- CALI	103	121	52								
MEDELLIN CALI											
TOTAL TRANSPORTE	4342	4868	4912	5108	6246	6489	6999	7180	7435	7707	45
EXPORTACION											
CERREJON NORTE						6800	8900	12000	15000	15000	
CERREJON CENTRO			226	757	1180	2172	3059	4053	4036	4014	
SAN JORGE			281	253	223	196	172	148	124	100	
PROYECTO EXPOR. 1											
TOTAL EXPORTACION	0	0	507	1010	1403	9168	12131	16201	19160	19114	50
RESERVAS REMANENTES (MILL. TON)											
CUND-BOYACA(T)	5864	5862	5860	5858	5857	5855	5853	5851	5849	5846	
CUND-BOYACA(C)	512	512	511	510	508	507	505	503	502	500	55
ANTIOQUIA (T.E.C)	99	98	98	97	97	96	95	94	93	93	
VALLE	74	73	72	71	71	70	69	68	67	66	
NORTE DE SANTANDER	127	127	127	127	127	126	126	126	126	125	
CERREJON NORTE	2400	2400	2400	2400	2400	2393	2384	2372	2357	2342	
CERREJON CENTRO	268	267	267	265	263	260	256	251	246	241	60
SAN JORGE	86	85	85	84	83	82	82	81	80	80	
TOTAL RESERVAS	9429	9424	9419	9413	9405	9390	9370	9347	9320	9294	

DESCRIPCION ITEM	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	5
PRECIOS EN \$DIC/79											
BOGOTA INDUSTRIA	894	967	1027	1077	1119	1155	1185	1211	1234	1254	
ZIAPAQUIRA Y PAIPA	804	881	943	993	1035	1069	1098	1123	1144	1163	10
PAZ DEL RIO	960	983	1004	1028	1052	1077	1102	1128	1155	1183	
ANTIOQUIA T. E. C	976	1045	1104	1153	1195	1231	1263	1291	1315	1338	
CALI	893	952	1001	1043	1078	1107	1133	1155	1174	1191	
CUCUTA	705	787	852	904	946	981	1010	1034	1055	1074	
INDUSTRIA CEMENTO	1670	1690	1710	1730	1750	1770	1791	1812	1833	1855	15
TERMICAS B/Q Y C/G	1414	1431	1448	1465	1482	1499	1517	1534	1552	1570	
TERMO CERREJON	1203	1212	1220	1229	1238	1247	1256	1266	1275	1284	
DEMANDAS DE CARBON											
BOGOTA	320	331	344	361	380	402	427	455	486	519	20
ZIAPAQUIRA	689	689	455	262	244	257	319	307	306	306	
PAIPA	1207	1231	1106	1016	1048	1109	1209	1267	1339	1415	
PAZ DEL RIO	750	750	750	750	1690	1702	1714	1726	1738	1750	
MEDELLIN (T.E.C)	481	500	523	551	583	641	773	802	850	902	
CALI	700	700	700	727	748	788	822	869	917	965	25
CUCUTA	91	95	99	262	266	268	276	265	269	274	
SAN JORGE B/Q-C/G		383	409	437	467	494	518	542	566	590	
CERREJON B/Q C/G		17	17	400	394	403	416	426	446	468	
TERMO CERREJON		51	457	343	426	425	525	521	518	518	
BOGOTA- CALI	103	121	52								30
MEDELLIN CALI											
TOTAL DEMANDA	4342	4868	4912	5108	6246	6489	6999	7180	7435	7707	
EXPORTACIONES			507	1010	1403	9168	12131	16201	19160	19114	35
RESUMEN DE PRODUCCION POR MERCADOS (INCLUYE EXPORTACIONES)											
CUNDINAM-BOYACA	3070	3122	2707	2388	3362	3470	3669	3755	3869	3990	
NORTE DE SANTANDER	91	95	99	262	266	268	276	265	269	274	
VALLE	700	700	700	727	748	788	822	869	917	965	40
ANTIOQUIA (T.E.C)	481	500	523	551	583	641	773	802	850	902	
CORDOBA (S.JORGE)		383	690	690	690	690	690	690	690	690	
CERREJON CENTRO		68	700	1500	2000	3000	4000	5000	5000	5000	
CERREJON NORTE						6800	8900	12000	15000	15000	
TOTAL	4342	4868	5419	6118	7649	15657	19130	23381	26595	26821	45
VENTAS NACIONALES											
CUN-ANT-VALL-N.SAN	3782	4128	3993	4058	5294	5682	6260	6579	6969	7373	
COSTA ATLANTICA	0	733	1282	1763	1928	2009	2218	2295	2390	2494	
TOTAL EN MILL \$	3782	4861	5274	5822	7223	7691	8478	8874	9359	9867	50
VENTAS EN MILL US	86	110	120	132	164	175	193	202	213	224	

	1975	1980	1985	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	
INGRESO POR EXPORTACIONES DIRECTAS											
CERREJON NORTE					42.49	75.37	134.58	202.75	272.27	275.00	
CERREJON CENTRO											
SAN JORGE		16.45	15.27	13.93	12.60	11.24	9.83	8.37	6.85		
PROYECTO EXP. N°1											
SUBTOTAL	0.00	0.00	16.45	15.27	56.42	316.78	463.12	665.18	888.53	936.05	10
REGALIAS Y PARTICIPACIONES											
CERREJON NORTE						27.70	39.10	56.00	82.20	105.20	
CERREJON CENTRO											
SAN JORGE											
PROYECTO EXP. N°1											
SUBTOTAL	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	27.70	39.10	56.00	82.20	105.20	15
IMPUESTO RENTA REMEDIACION											
CERREJON NORTE						51.40	46.80	66.70	149.30	194.40	
CERREJON CENTRO											
SAN JORGE											
PROYECTO EXP. N°1											
SUBTOTAL	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	51.40	46.80	66.70	149.30	194.40	20
TOTAL INGRESOS	0.00	0.00	16.45	15.27	56.42	395.88	549.02	787.88	1120.03	1235.65	25
EGRESOS NACIONALES											
INVERSION EXPLORACION											
CUNDIN BOYACA(T)		0.67	0.67	0.67							
CUNDIN BOYACA(C)		0.47	0.47	0.47							
ANTIOQUIA		0.40	0.40	0.40							
VALLE		0.47	0.47	0.47							
NORTE DE SANTANDER		0.23	0.23	0.23							
CERREJON NORTE											
CERREJON CENTRO		0.67	0.67	0.67							
CERREJON SUR		1.00	1.00	1.00							
LA JAGUA LA LOMA		0.67	0.67	0.67							
SAN JORGE		0.53	0.53	0.53							
SUBTOTAL	0.00	5.11	5.11	5.11	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	30
INVERSION MINERIA											
C MINA TIPICA 1											0.42
U MINA TIPICA 2											40
N MINA TIPICA 3											
D MINA TIPICA 4											
A MINA TIPICA 5								0.45	0.45	0.94	
N MINA TIPICA 6											
T MINA TIPICA 7											
V MINA TIPICA 8				0.14	0.14	0.60	3.21	0.25	0.25	0.00	45
A MINA TIPICA 9									0.14	0.14	
L MINA TIPICA 10											
L MINA TIPICA 11											
N MINA TIPICA 12											
S MINA TIPICA 13											
SUBTOTAL	0.00	0.00	0.00	0.14	0.14	0.60	3.21	0.70	0.84	9.50	50
INVER MINERIA EXPO											
CERREJON NORTE	47.00	54.85	100.75	131.84	113.59	55.90	43.75	16.40	23.10	15.55	
CERREJON CENTRO	30.03	13.81	6.12	26.44	12.41	37.67	23.07	52.21	46.11	17.08	55
SAN JORGE (TOTAL)	1.53	2.87	6.60	6.60	6.60	6.60	6.60	6.60	6.60	6.60	
PROYECTO EXP. N°1											
SUBTOTAL	82.41	71.53	113.47	164.50	132.60	100.17	74.22	75.21	75.81	42.03	
TOTAL INVER. MINERIA	82.41	71.53	113.47	164.50	132.60	100.17	74.22	75.21	75.81	42.03	
INVERSION TRAN EXP											
CERREJON NORTE	60.85	93.55	104.95	69.01	23.76	7.00	2.70	5.10	0.35	0.50	
CERREJON CENTRO		7.09	11.01	35.09	53.78	5.12	1.74	1.95	0.58	3.32	
SAN JORGE (EXPOR)	0.98	1.83	4.21	4.21	4.21	4.21	4.21	4.21	4.21	4.21	
PROYECTO EXP. N°1											
SUBTOTAL	63.83	102.47	120.17	108.31	81.75	16.33	8.65	11.26	5.14	8.03	65

INGRESO POR EXPORTACIONES				5
VENTAS DIRECTAS				
CERREJON NORTE	4362.95	3369.96	2633.51	
CERREJON CENTRO	1362.89	1091.02	881.40	
SAN JORGE	81.71	70.88	62.07	
PROYECTO EXP.No1	0.00	0.00	0.00	10
SUBTOTAL	5807.55	4531.86	3576.97	
REGALIAS Y PARTIC.				
CERREJON NORTE	1332.67	990.17	743.90	
CERREJON CENTRO	0.00	0.00	0.00	
SAN JORGE	0.00	0.00	0.00	15
PROYECTO EXP.No1	0.00	0.00	0.00	
SUBTOTAL	1332.67	990.17	743.90	
IMPUEST RENTA REME				
CERREJON NORTE	989.36	769.46	604.75	
CERREJON CENTRO	0.00	0.00	0.00	20
SAN JORGE	0.00	0.00	0.00	
PROYECTO EXP.No1	0.00	0.00	0.00	
SUBTOTAL	989.36	769.46	604.75	
TOTAL INGRESOS	8129.58	6291.49	4925.63	
EGRESOS NACIONALES				25
INVERSION EXPLORAC				
CUNDIN BOYACA(T)	1.60	1.51	1.44	
CUNDIN BOYACA(C)	1.12	1.06	1.01	
ANTIOQUIA	0.95	0.90	0.86	
VALLE	1.12	1.06	1.01	30
NORTE DE SANTAND	0.55	0.52	0.49	
CERREJON NORTE	0.00	0.00	0.00	
CERREJON CENTRO	1.60	1.51	1.44	
CERREJON SUR	2.39	2.26	2.14	
LA JAGUA LA LOMA	1.60	1.51	1.44	35
SAN JORGE	1.26	1.20	1.14	
SUBTOTAL	12.19	11.55	10.96	
INVERSION MINERIA				
C(MINA TIPICA 1				40
U(MINA TIPICA 2				
N(MINA TIPICA 3				
D(MINA TIPICA 4				
A(MINA TIPICA 5				
N(MINA TIPICA 6				
T(MINA TIPICA 7				45
V(MINA TIPICA 8				
A(MINA TIPICA 9				
L(MINA TIPICA 10				
L(MINA TIPICA 11				
N(MINA TIPICA 12				50
S(MINA TIPICA 13				
SUBTOTAL	79.80	60.48	46.39	
INVER MINERIA EXPO				
CERREJON NORTE	507.67	457.82	416.24	
CERREJON CENTRO	257.44	221.66	192.92	55
SAN JORGE (TOTAL)	56.91	48.50	41.80	
PROYECTO EXP.No1	0.00	0.00	0.00	
SUBTOTAL	822.02	727.98	650.96	
TOTAL INVER. MINERI				
INVERSION TRAN EXP				60
CERREJON NORTE	300.92	285.57	271.54	
CERREJON CENTRO	34.33	77.71	71.75	
SAN JORGE (EXPOR)	36.30	30.94	26.67	
PROYECTO EXP.No1	0.00	0.00	0.00	
SUBTOTAL	421.63	394.22	369.95	65

12
11
10
9
8
7
6
5
4
3

Columnas →
A B

CUADRO No 3

ESTUDIO ENERGETICO NACIONAL
EVALUACION ECONOMICA ANOS 1981 AL 2000
(Millones de Dolares)

DICIEMBRE 22 DE 1981
SENSIBILIDAD PRECIOS

FILAS

DESCRIPCION	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990
INGRESOS TOTALES	0.00	0.00	26.36	52.50	72.93	369.77	482.38	662.27	866.45	949.59
INVERSION EXPLOPACIO	0.00	5.11	5.11	5.11	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
INVERSION MINER NAL	4.32	6.14	14.55	37.27	10.45	5.91	6.05	6.05	14.96	9.99
INVERSION MINER EXP.	87.88	75.66	113.87	161.75	129.45	97.02	71.07	70.41	71.01	37.23
INVERSION INFRAESTR.	64.85	102.64	117.96	106.10	79.54	14.12	6.44	9.05	2.93	5.82
COSTO TRANSP. NAL.	22.39	49.58	66.49	89.82	108.05	117.03	136.88	143.48	143.82	143.02
COSTOS DE O&M										
MINERIA NACIONAL	47.15	48.05	47.33	49.27	66.39	70.59	77.64	78.86	82.32	83.18
MINERIA EXPORTAC	0.00	0.00	6.72	10.83	14.23	112.19	147.05	197.24	236.52	236.88
TRANSPORTE EXPOR	0.00	0.00	3.64	5.80	7.58	25.89	33.97	45.23	51.22	51.40
SUBTOTAL	47.15	48.05	57.69	65.91	88.21	208.67	258.66	321.33	370.06	371.45
BENEFICIOS GEN DIVIS										
INGRESO EXPORTACIO	0.00	0.00	3.95	7.88	10.94	55.47	72.36	99.34	129.97	142.44
COSTOS INVERSION	13.95	17.29	22.57	27.01	19.25	9.63	6.80	7.01	7.16	4.36
COSTOS O&M	1.86	3.42	4.51	5.94	7.26	9.27	11.02	12.18	12.80	12.78
SUBTOTAL	-15.81	-20.71	-23.12	-25.07	-15.57	36.57	54.54	80.15	110.01	125.30
BENEFICIOS GEN M.OBR										
COSTOS INVERSION	2.03	2.07	3.14	4.79	3.08	2.03	1.53	1.53	1.85	1.07
COSTOS O&M	1.75	2.11	2.62	3.15	4.08	7.98	9.79	11.84	13.38	13.42
SUBTOTAL	3.79	4.18	5.76	7.95	7.15	10.01	11.32	13.38	15.23	14.48
TOTAL COSTOS NETOS	238.62	303.71	366.68	430.58	351.18	26.40	-69.14	-205.48	-388.90	-521.86
VALOR RESERVAS										

65

70

75

80

85

90

95

100

Columnas -

A	B	W	X	Y
C U A D R O No 3 Continuac. VALOR PRESENTE AL (%)				
DESCRIPCION	10	12	15	
INGRESOS TOTALES	4160.38	3345.24	2453.48	
INVERSION EXPLORACIO	11.55	10.96	10.15	
INVERSION MINER NAL	79.79	71.56	61.65	
INVERSION MINER EXP.	699.44	630.14	546.20	
INVERSION INFRAESTR.	378.88	357.23	328.48	
COSTO TRANSP. NAL.	938.15	792.55	628.04	
COSTOS DE O&M				
MINERIA NACIONAL				
MINERIA EXPORTAC				
TRANSPORTE EXPOR				
SUBTOTAL	1828.57	1511.28	1157.87	
BENEFICIOS GEN DIVIS				
INGRESO EXPORTACIO				
COSTOS INVERSION				
COSTOS O&M				
SUBTOTAL	443.10	342.32	233.63	
BENEFICIOS GEN M.OBR				
COSTOS INVERSION				
COSTOS O&M				
SUBTOTAL	87.68	73.90	58.40	
TOTAL COSTOS NETOS	-754.77	-387.75	-13.12	
VALOR RESERVAS	100.54	70.12	41.33	

FILAS

20

25

30

35

40

45

	1981	1982	1983	EN MILLONES DE PESOS		1986	1987	1988	1989	1990	
				1984	1985						
VENTAS NACIONALES											20
MONED. LOC.	4135	5440	5929	6708	8455	9295	10520	10956	11686	12106	
INGRESOS EXPORTACION											
MONED. EXT.	0	0	1160	2310	3209	16270	21225	29140	38124	41782	
TOTAL INGRESOS N. LOC	4135	5440	5929	6708	8455	9295	10520	10956	11686	12106	25
N. EXT	0	0	1160	2310	3209	16270	21225	29140	38124	41782	
TOTAL	4135	5440	7089	9018	11664	25565	31745	40096	49810	53888	
INVERSION MINER-INFR											30
M. LOC	2818	3269	4445	5728	4008	2325	1683	1706	1813	1054	
M. EXT	4092	5071	6620	7922	5647	2825	1994	2056	2099	1280	
TOTAL	6910	8340	11066	13650	9655	5150	3677	3762	3912	2334	
COSTOS DE O&M											35
M. LOC	2513	3291	4142	5110	6507	11612	14171	16879	18855	18889	
M. EXT	547	1004	1322	1742	2129	2719	3233	3572	3756	3748	
TOTAL	3060	4296	5464	6852	8635	14331	17404	20452	22611	22637	
TOTAL EGRESOS											40
M. LOC	5331	6560	8587	10838	10515	13937	15853	18585	20667	19943	
M. EXT	4639	6076	7943	9664	7776	5544	5227	5629	5855	5028	
TOTAL	9970	12636	16529	20502	18291	19481	21080	24214	26522	24970	
FLUJO CAJA TOTAL											45
M. LOC	-1196	-1120	-2658	-4130	-2060	-4642	-5333	-7629	-8981	-7837	
M. EXT	-4639	-6076	-6783	-7354	-4567	10726	15998	23511	32269	36754	
TOTAL	-5835	-7196	-9441	-11484	-6627	6084	10664	15882	23287	28918	
FLUJO ACUMULADO	-5835	-13031	-22471	-33956	-40583	-34499	-23834	-7953	15335	44252	

Columnas

A B W X Y
 C U A D R O No 3 Continuac.
 VALOR PRESENTE AL(%)
 10 12 15

FILAS

DESCRIPCION	10	12	15
INGRESOS TOTALES	4160.38	3345.24	2453.48
INVERSION EXPLORACIO	11.55	10.96	10.15
INVERSION MINER NAL	79.79	71.56	61.65
INVERSION MINER EXP.	699.44	630.14	546.20
INVERSION INFRAESTR.	378.88	357.23	328.48
COSTO TRANSP. NAL.	941.02	794.69	629.45
COSTOS DE O&M			
MINERIA NACIONAL			
MINERIA EXPORTAC			
TRANSPORTE EXPOR			
SUBTOTAL	1831.75	1513.66	1159.44
BENEFICIOS GEN. DIVIS			
INGRESO EXPORTACIO			
COSTOS INVERSION			
COSTOS O&M			
SUBTOTAL	442.41	341.79	233.27
BENEFICIOS GEN M. OBR			
COSTOS INVERSION			
COSTOS O&M			
SUBTOTAL	88.03	74.18	58.59
TOTAL COSTOS NETOS	-748.39	-382.97	-9.97
VALOR RESERVAS	100.38	70.00	41.26

70

75

80

85

90

95

100

MODELO PARA LA PROYECCION DE LOS PRECIOS

DEL CARBON

MANUAL DEL USUARIO

INDICE

1. INTRODUCCION
2. CONSIDERACIONES GENERALES.
3. METODOLOGIA Y ECUACIONES BASICAS
4. DATOS DE ENTRADA
5. RESULTADOS DEL MODELO
6. PROGRAMA FUENTE.

1. INTRODUCCION

La proyección de los precios internos de carbón se realiza a partir de los estudios sobre la oferta de carbón en el país y a partir de las investigaciones sobre las proyecciones de la demanda de carbón y de la simulación del comportamiento futuro del mercado en cada región con el propósito de establecer los precios futuros asociados a las proyecciones de demanda.

Con la ayuda de este modelo se lleva a cabo la proyección de precios año por año, durante el lapso 1981-2000.

2. CONSIDERACIONES GENERALES

Los costos futuros se calculan a partir de proyectos típicos de minería y de la estimación de los costos de transporte.

El sistema considerado por el Modelo se representa mediante los siguientes mercados regionales de producción y demanda de carbón:

- MERCADO 1 - Termoeléctricas, industrias y residencias atendidas con la producción carbonífera de Cundinamarca y Boyacá.
- MERCADO 2 - Industrias, residencias y termoeléctrica de Tasajero atendidas en Norte de Santander.
- MERCADO 3 - Industrias, residencias y termoeléctrica de Yumbo en el Valle del Cauca.
- MERCADO 4 - Industrias, residencias y termoeléctrica de Amagá en Antioquia.
- MERCADO 5 - Termoeléctricas, industrias y residencias de la Costa Atlántica atendidas con carbón del Cerrejón.
- MERCADO 6 - Industria del cemento (y futuras termoeléctricas) atendidas con carbón del Alto San Jorge.

3. METODOLOGIA Y ECUACIONES BASICAS

Con base en los resultados de la simulación de cada mercado, que permite establecer los costos marginales de largo plazo de la minería y el transporte para cada año del período de análisis, se efectúa la proyección de los precios conside-

rando el crecimiento real de los costos de combustibles y mano de obra y una tasa de crecimiento tal que los precios alcancen los costos.

Tal evaluación ha sido realizada, para cada región, con base en una proyección exponencial del siguiente tipo:

$$P_i = \left[PA + (C-PA) (1-e^{-T \cdot i}) \right] \cdot (1+r)^i$$

Donde:

P_i = Precio en el año i , expresado en Col\$ de Dic. 79.

PA = Precio actual, en Col\$ de Dic. 79.

C = Costo futuro de minería y transporte por tonelada, en Col\$ de Dic. 79.

T = Coeficiente estimado en forma tal que en un período de tiempo dado el precio alcance el 90% de los costos.

r = Tasa anual de crecimiento promedio real de los costos totales por concepto de mano de obra y combustibles.

4. DATOS DE ENTRADA

A continuación se indican los datos de entrada y los formatos correspondientes

TARJETA No. 1 FORMATO 20A4

ZONA: Nombre para identificación de los datos que se van a procesar, con todas las explicaciones que sean del caso (hasta 80 caracteres).

TARJETA No. 2 FORMATO 8F10.2

P0 : Precio actual.

PF1: Costo futuro para el primer bloque de producción que se vaya a considerar.

PF2: Costo futuro del segundo bloque.

T: Año en el cual entra a producir el segundo bloque, siendo 1 el año inicial del período de proyección.

R: Tasa promedio anual de crecimiento de los costos (en términos reales).

TAU: Año en el cual el precio alcanza el 90% de los costos.

Los datos se deben ingresar en este orden. Después que el programa ha procesado el conjunto, preguntará por más datos de un caso nuevo; si no va a haber más datos se termina la ejecución.

5. RESULTADOS DEL MODELO

El programa entrega como resultados una tabla en donde se muestran los datos ingresados y una lista con la proyección de precios; en una primera columna se muestran los precios sin considerar ningún crecimiento real en los costos y en la siguiente columna se presentan los precios considerando un crecimiento real en los costos (con una tasa anual R), para los años 1981 a 2000.

Se anexa un listado típico de resultados.

PROYECCION DE PRECIOS DE CARBON

MEPCADO 1 - BOGOTA-INDUSTRIA

$Q_0 = 805$ $PF_1 = 1479$ $PF_2 = 1479$
 $EA = .303339$ $I = 21$ $M = .303339$ $R = 8.9E-03$

AN.	P	PC
1981	981.353	990.087
1982	1111.56	1131.44
1983	1207.7	1240.24
1984	1278.69	1374.82
1985	1331.1	1391.4
1986	1369.8	1464.59
1987	1398.37	1487.65
1988	1419.47	1523.74
1989	1435.04	1554.17
1990	1446.55	1580.57
1991	1455.04	1604
1992	1461.31	1625.25
1993	1465.94	1644.77
1994	1469.35	1663.41
1995	1471.88	1681.1
1996	1473.74	1698.21
1997	1475.12	1714.97
1998	1476.13	1731.38
1999	1476.88	1747.67
2000	1477.44	1763.89

6. PROGRAMA FUENTE

A continuación se incluye un listado del programa fuente elaborado en FORTRAN.

C

C

C

C

PROGRAMA PARA LA PROYECCION DE PRECIOS DEL CARBON

```
REAL L, M
INTEGER T
DIMENSION P(21), ZONA(20)
5 READ(5, 1000, END=500) ZONA
  READ(5, 1100) PO, PF1, PF2, T, R, TAU
  L=0
  IF(PF1.NE.PO)L=- (1/TAU)*ALOG(.1*PF1/(PF1-PO))
  M=L
  IF(PF1.LT.PF2)M=- (1/TAU)*ALOG(.1*PF2/(PF2-(PF1-(PF1-PO)*EXP(-L*T))
1))
  WRITE(6, 2000) ZONA, PO, PF1, PF2, L, T, M, R
  DO 10 I=1, 20
    IAN=1980+I
    P(I)=PF1-(PF1-PO)*EXP(-L*I)
    IF(I.GT.T)P(I)=PF2-(PF2-P(T))*EXP(-M*(I-T))
    PC=P(I)*((1+R)**I)
  WRITE(6, 2100) IAN, P(I), PC
10 CONTINUE
  GO TO 5
500 CALL EXIT
1000 FORMAT(20A4)
1100 FORMAT(3F10.2, I10, 2F10.2)
2000 FORMAT(1H1, //2X, 'PROYECCION DE PRECIOS DEL CARBON'//2X, 20A4//
12X, 'PO=', F6.0, 4X, 'PF1=', F6.0, 5X, 'PF2=', F6.0/2X, 'L=', F8.5, 3X, 'T=',
2F5.0, 8X, 'M=', F8.5, 5X, 'R=', F8.5//2X, 'AND', 12X, 'P', 15X, 'PC'//)
2100 FORMAT(I6, 2F15.2)
  END
```

MODELO PARA EL ESTUDIO DE LOS PROYECTOS

DE EXPORTACION

MANUAL DEL USUARIO

INDICE

1. INTRODUCCION
2. CARACTERISTICAS GENERALES
 - 2.1 Contratos de Asociación
 - 2.2 Contratos de "Production Sharing".
3. ECUACIONES BASICAS DEL MODELO
4. DATOS DE ENTRADA DEL MODELO
5. RESULTADOS DEL MODELO
6. PROGRAMA FUENTE

MODELO PARA EL ESTUDIO DE LOS PROYECTOS DE

EXPORTACION

1. INTRODUCCION:

Este programa de computador se elaboró para el estudio de los proyectos de exportación de carbón en Asociación con firmas extranjeras. El modelo permite encontrar la proyección de los flujos financieros tanto de Carbocol y el Gobierno Nacional como de las firmas extranjeras y la rentabilidad financiera de cada una de las partes que intervienen en la explotación y exportación del carbón.

Con este modelo se logra simular la marcha financiera de un proyecto bajo diferentes supuestos de contratación (niveles de regalía, ingreso de participación, tasas de impuestos, etc.) y permite efectuar análisis de sensibilidad a parámetros tales como los precios en el mercado internacional, niveles de producción, nivel de endeudamiento para la financiación del proyecto, etc.

2. CARACTERISTICAS GENERALES

2.1 Contratos de Asociación

El modelo fue elaborado tomando como referencia el contrato de asociación suscrito entre Carbocol e Intercor para la explotación de los recursos carboníferos del Bloque B del yacimiento del Cerrejón.

Este contrato de asociación contempla que las dos partes, es decir CARBOCOL e INTERCOR, repartirán entre sí los costos de inversión y operación y los riesgos en un 50% cada uno. Las propiedades adquiridas durante el desarrollo del contrato y el carbón producido pertenecerán a cada parte en la misma proporción.

La duración prevista para el contrato es de 30 años, divididos en tres años de exploración, cuatro años para el montaje de la mina y la infraestructura y 23 para la explotación del yacimiento.

Los gastos de exploración fueron por cuenta de INTERCOR quien también será el operador del proyecto.

INTERCOR entregará a CARBOCOL como regalía el 15% de la producción de carbón que le corresponde a INTERCOR, la cual podrá ser en dinero o en especie. Adicionalmente se distribuirán las utilidades de INTERCOR que excedan del 35% anual de su inversión acumulada histórica originando así un ingreso adicional para CARBOCOL (ingreso de participación).

INTERCOR estará sujeto, como cualquier empresa comercial, a una tasa de impuestos de renta del 40% y a un impuesto del 20% sobre las remesas de utilidades.

2.2 Contratos de "Production Sharing"

El modelo también permite analizar este tipo de contrato, para lo cual se tomó como referencia el contrato suscrito en Indonesia entre Shell y la empresa nacional Batubara. Para simular la repartición de la producción de carbón ("cost coal" y "profit coal") entre las dos empresas se asume una "regalía" equivalente que logre los mismos resultados financieros que dicha repartición. Bajo este tipo de contrato las inversiones son totalmente por cuenta de la empresa extranjera. Además se tienen bonificaciones especiales a favor de la compañía nacional (Signature Bonus)

y diferente régimen impositivo sobre la renta, las re-
mesas y el exceso de utilidades.

3. ECUACIONES BASICAS DEL MODELO

A continuación se describen las ecuaciones básicas que repre-
sentan el Modelo.

Para cada año n del período de explotación el programa calcu-
la los siguientes rubros relativos a los resultados financie-
ros del proyecto:

$$\text{Ingresos}_n = \text{Ton}_n \times \text{Precio}_n$$

$$\text{Costos de operación} = \text{Ton}_n \times \text{Costo} \times (\text{Icost})^n$$

$$\text{Regalía}_n = (\text{Ingresos}_n - \text{Costo transporte}_n) \times R$$

donde:

Ton_n = Producción en millones de toneladas en el año n .
Por ejemplo, para el caso básico de asociación In-
tercor-Carbocol son 15 millones de toneladas.

Precio_n = Precio del carbón en US\$/ton (FOB puerto Colombiano) en el año n.

R = Nivel de regalía. En el caso Intercor-Carbocol es del 15% sobre la producción perteneciente a la compañía extranjera.

Costo = Costo de operación en US\$/ton en el año inicial

Costo Transporte_n = Ton_n x Tarifa x (Itar)ⁿ

Tarifa = Costo de transporte Mina-Puerto (en US\$/ton) en el año inicial 1/

Icost, Itar = Son los índices de incremento anual en los costos de operación y en las tarifas de transporte respectivamente (en términos nominales).

Adicionalmente se calcula el ingreso básico y el de participación en la forma siguiente:

$$I \text{ Básico}_n = \frac{2/}{2} \text{ Inversión}_n \times \text{UBásico} + \frac{\text{Costo operac.} + \text{Regalía}_n}{2} + \frac{\text{Depreciación}_n}{2}$$

1/ En las simulaciones del caso CARBOCOL-INTERCOR se ha empleado un valor tentativo de esta tarifa la cual todavía está por establecer.

2/ Inversión realizada por el socio extranjero.

U Básica = Utilidad básica aplicable a la inversión acumulada. En el caso Intercor-Carbocol este valor es del 35%.

Además existe la opción de incluir los intereses en el cálculo del Ingreso Básico (no aplicable al caso de Asociación Intercor-Carbocol).

El ingreso de participación para el año n se calcula con las fórmulas previstas en el contrato de Asociación Intercor-Carbocol, de la siguiente forma:

$$IP_x = (\text{Ingresos}_n / 2 - \text{IBásico}_n)$$

$$IPe = (IPx) \times (2.5 / \text{PROD.X})$$

$$IPCe = 0.0002064 \times IPe^{2.46} \quad \text{para } 0 \leq IPe < 250 \quad (1)$$

$$123.95 + (IPe - 250) \times 0.9 \quad \text{para } IPe \geq 250 \quad (2)$$

$$IPCx = IPCe * (\text{PROD.X} / 2.5)$$

La ecuación (1) se obtuvo mediante una regresión matemática de los valores establecidos en la tabla del contrato de asociación Carbocol-Intercor para el cálculo del ingreso de participación. La ecuación (2) es idéntica a la prevista en dicho contrato para ingresos de participación efectivos mayores

de US/250 millones.

Las variables son:

- IBásico_n = Es el Ingreso Básico. En el caso de Intercor-Carbocol se calcula como el 35% de la inversión acumulada (en dólares sin revaluar ni depreciar). Existe la opción de incluir la revaluación 1/.
- IPx = Ingreso de participación a X millones de toneladas.
- IPe = Ingreso de participación efectivo.
- IPCe = Ingreso de participación efectivo para el socio nacional.
- IPCx = Ingreso de participación para el socio nacional en millones de dólares, a X millones de toneladas de producción de carbón del socio extranjero.

1/ Esta opción, sin embargo, no se emplea en la simulación del contrato CARBOCOL-INTERCOR.

PROD.X = Producción correspondiente a la compañía extranjera en millones de toneladas (7.5 en el caso Intercor-Carbocol).

El cálculo de impuesto para el socio extranjero se efectúa así:

$$\text{Impuesto}_n = 0.52 \times \text{UTIL}_n \quad 1/$$

$$\text{UTIL}_n = \frac{\text{Ingresos}_n}{2} - \frac{\text{Costos operación}_n}{2} - \text{Regalía}_n - \text{IPCx} - \text{Intereses}_n - \text{Depreciación}_n$$

Se observa que para efectos fiscales se puede considerar la deducción de intereses sobre créditos 2/. El pago de estos créditos se ha supuesto en cuotas anuales constantes.

Los intereses se han calculado como:

$$\text{Intereses}_n = \text{Inversión}_n \times \text{Deuda} \times \text{Rate.}$$

1 / El factor de 0.52 es resultado de combinar el impuesto sobre la renta (40%) y el impuesto de remesas (20%).

2 / Esta opción sin embargo, no se emplea en la simulación del contrato CARBOCOL-INTERCOR.

donde:

Util_n = Utilidades.

Deuda = Porcentaje de la Inversión financiada con créditos. 1/.

Rate = Tasa de interés de los créditos 1/

La amortización del capital se calcula como:

Amortización_n = CRF (Rate, NCred) - Intereses_n

Siendo CRF : Factor de recuperación del capital a la
tasa = Rate y en el plazo = NCRED

Se pueden considerar dos clases de créditos, diferentes para los períodos de montaje y de explotación de la mina, tanto en plazos para la amortización del capital como en intereses y porcentajes de deuda.

El flujo de caja neto se calcula de la siguiente forma:

Flujo Caja_n = Util_n + Depreciación_n + Crédito_n - Inversión_n
- Impuesto_n - Amortización_n

1/ No aplicable al caso de Asociación INTERCOR-CARBOCOL para el proyecto del Bloque B del Cerrejón.

4. DATOS DE ENTRADA DEL MODELO

Antes de presentar los datos de entrada es importante hacer notar que los parámetros más importantes que permite considerar el modelo se refieren a:

- Nivel de producción de carbón.
- Nivel de precios de carbón.
- Costos de Inversión.
- Costos de Operación
- Relaciones de deuda a capital propio.
- Deducción de intereses para el cálculo del ingreso de participación y de los impuestos.
- Nivel de regalía.
- Nivel de utilidad básica para el cálculo del ingreso de participación.
- Revaluación de inversiones para el cálculo del ingreso de participación.

A continuación se presentan los datos de entrada del modelo, indicando los formatos correspondientes. Para cada caso de simulación se leen las siguientes tarjetas:

<u>TARJETA 1</u>	FORMATO 80A1
TITULO	Título de la simulación efectuada. Puede ocupar hasta 80 caracteres.
<u>TARJETA 2</u>	FORMATO 8I2, 8F4.1, I2
IND	Indicador para considerar la revaluación de las inversiones para efectos del cálculo de la utilidad básica y del ingreso de participación correspondiente. Si IND = 0 no revalúa. Si IND = 1 revalúa las inversiones y la depreciación.
IND 1	Indicador para considerar los créditos para la financiación de la inversión. Si IND 1 = 0 trabaja sin créditos, es decir todo es capital propio. Si IND 1 = 1 se contratan créditos pero los intereses no son deducibles, ni para impuestos ni para cálculo del ingreso de participación (solo se deducen para el cálculo del flujo de caja). Si IND 1 = 2 si se deducen los intereses para el cálculo de los impuestos. Si IND 1 = 3 los intereses son deducibles totalmente, tanto para impuestos como para el cálculo del ingreso de participación.
IND 2	Indicador para trabajar todas las cifras en términos reales o en corrientes. Si IND 2 = 0 trabaja en dólares corrientes. Si IND 2 = 1 trabaja en dólares constantes del año inicial de la simulación. El modelo trabaja internamente en dólares corrientes, ya que la fórmula para el cálculo del ingreso de participación así lo exige. Si IND 2 = 1 se pasan las cifras de dólares corrientes a dólares constantes escalando con el índice de inflación INFLA.
IND 3	Indicador para el análisis de los intereses y su deducción para impuestos. Si IND 3 = 0 no capitaliza intereses durante el montaje, perdiendo por tanto su posible deducción para impuestos. Si IND 3 = 1 capitaliza los intereses durante la construcción y adicionalmente puede trasladar deducciones de impuestos de un año a otro, hasta un máximo de 5 años.

IND 4	Indicador para establecer el tipo de contrato. Si IND 4 = 0 se trata de un contrato de asociación en donde la empresa nacional y la extranjera invierten cada una el 50%. Si IND 4 = 1 se trata de un contrato de "Production Sharing" sin ninguna participación de la empresa nacional en las inversiones.
N	Número de años del período de simulación (incluye el período de montaje y el de explotación).
NCRED 1	Número de años de plazo para el pago de los créditos obtenidos durante el período de montaje.
NCRED 2	Número de años de plazo para el pago de los créditos obtenidos durante el período de explotación.
RATE 1	Tasa de interés (en %) de los créditos contratados durante el período de montaje.
RATE 2	Tasa de interés (en %) de los créditos obtenidos durante el período de explotación.
DEUDA 1	Porcentaje de la inversión financiada con créditos durante el período de montaje.
DEUDA 2	Porcentaje de la inversión financiada con créditos durante el período de explotación.
N6	Años que dura el período de montaje.
<u>TARJETA 3</u>	FORMATO 8F10.2
REGAL 1	Porcentaje de regalía de la compañía extranjera (Ej: 15% sobre la producción de Intercor en el contrato sobre el Bloque B del Cerrejón).
REGAL 2	Porcentaje de regalía de la compañía nacional sobre el <u>total</u> de la producción (Ej: 5% para Carbocol sobre la producción <u>total</u> en el contrato sobre el Bloque B del Cerrejón).

IMPUJE	Tasa de impuesto de renta y remesa de utilidades aplicable a la compañía extranjera (en %) (Por ejemplo 52% en el contrato del Bloque B del Cerrejón).
UBASE	Tasa de utilidad básica (en %) sobre las inversiones, por encima de la cual se produce el ingreso de participación (o impuesto de exceso de utilidades). (Por ejemplo 35% en el contrato del Bloque B del Cerrejón).
TDES (K),K=1,3	Tres tasas de descuento (en %) para el cálculo del valor presente de los flujos de caja.
<u>TARJETA 4</u>	Esta tarjeta solamente se incluye si IND 4 = 1 (contrato de "Production Sharing") FORMATO I5, 5X, 6F10.2. En este tipo de contrato se puede modificar el porcentaje de regalía a partir de un determinado período.
NREG3	Año a partir del cual se comienza a producir el nuevo valor de regalía (REGAL3).
REGAL 3	Porcentaje de regalía aplicable a partir del período mencionado anteriormente (NREG 3).
PBASE	Precio base del carbón (FOB) en US/TON en el año de iniciación de la simulación. Por encima de este valor en términos reales (precio ya escalado), se comienza a producir el impuesto al exceso de utilidades.
<u>TARJETA 5</u>	FORMATO 8F10.2
TARIFA	Tarifa de transporte (en US/TON) de la mina al puerto de exportación para el primer año de simulación, para efectos del cálculo de la Regalía y del ingreso de participación.
COSTO	Costo de operación de minería e infraestructura en US/TON para el primer año de simulación.

<u>TARJETA 6</u>	FORMATO 8F10.2
ICOST	Indice para la escalación de los costos de operación en p.u (ejemplo 1.07)
ITARI	Indice para la escalación de las tarifas de transporte en p.u.
IINVE	Indice para la escalación de las cifras de inversión para efectos del cálculo del ingreso de participación sobre inversiones revaluadas (en p.u).
INFLA	Indice de inflación (para pasar a US constantes) en p.u.

El número de tarjetas de entrada requeridas para suministrar los siguientes datos es variable, dependiendo del valor N. Se debe tener cuidado en ser consistente al suministrar las cifras todas en dólares corrientes o en dólares constantes, que deben coincidir a la vez con los índices de inflación suministrados.

TARJETAS 7,8,9,10 FORMATO 8F10.2

TON(K),K=1,N Producción total en millones TON/año para cada año del período de simulación. Se suministran ocho datos por cada tarjeta.

TARJETAS 11,12,13,14 FORMATO 8F10.2

PRECIO(K),K=1,N Precio FOB puerto de exportación en US/TON para cada uno de los años del período de simulación.

TARJETAS 15,16,17,18 FORMATO 8F10.2

INVER(K),K=1,N Inversiones en millones dólares correspondientes a cada una de las empresas (es decir el 50% de las inversiones totales en el caso de contrato de asociación, o el 100% en el caso de un contrato de "Production Sharing").

IØVER Inversión inicial en exploración de la compañía extranjera (ejemplo: US 52 millones en exploración e Ingeniería a cargo de Intercor en el caso del Bloque B del Cerrejón).

BONO Signature Bonus en millones de dólares, o cualquier otro tipo de bonificación a favor de la compañía nacional, el cual se contabiliza en el mes inicial de la simulación.

TARJETAS 19,20,21,22 FORMATO 8F10.2

DEPRE(K),K=1,N Depreciación para efectos fiscales en millones de dólares, correspondientes a cada una de las empresas (es decir el 50% de la depreciación total en el caso de un contrato similar al de asociación ó el 100% en el caso de un contrato de "Production Sharing")

TARJETA 23,24,25,26 FORMATO 8F10.2

USDEP(K),K=1,N Depreciación en millones de dólares para efectos del cálculo del ingreso de participación por ejemplo, en el caso del Bloque B del Cerrejón, se calcula según un sistema saldo doble declinante y luego en línea recta. Corresponde también al 50% de las inversiones en el caso de un contrato de asociación o al 100% en caso de un contrato de Production Sharing.

TARJETAS 27,28,29,30 FORMATO 8F10.2

ADRE(K),K=1,N Ingresos adicionales en millones de dólares. Constituyen los ingresos correspondientes a cada una de las empresas en el caso de un contrato de asociación (50% del total) provenientes de fuentes distintas a las ventas de carbón (Ej: Fondo de vivienda, inventarios, etc.).

TARJETA 3 4 FORMATO 8F10.2

COSTO I(K),K=1,N6 Costos iniciales de operación en minería e infraestructura en millones de dólares. Son los costos ocasionados durante los primeros años correspondientes al período de montaje los cuales se pueden capitalizar para el cálculo del ingreso de participación y amortizar durante el período de explotación.

Para procesar más casos se repiten las tarjetas 1 a 31 a continuación de las tarjetas anteriores, repitiendo tantos casos como se deseen.

5. RESULTADOS DEL MODELO

Anexo se presenta un listado con los resultados típicos de una simulación; inicialmente se incluyen los datos básicos de entrada, tales como niveles de regalías, tasas de impuesto y utilidad básica para el ingreso de participación, inversiones iniciales, costos de operación y tarifa de transporte en US/TON para el año inicial y los índices de escalación, información sobre los créditos contratados durante el período de montaje y de explotación y los indicadores básicos para efectuar la simulación.

Luego se presentan para cada año del período de simulación los siguientes resultados:

1. Año
2. Producción total en millones de toneladas.
3. Inversión de cada empresa (50%) de la inversión total en caso de asociación ó 100% en el caso de un contrato de Production Sharing en millones de dólares.
4. Ingreso por ventas de carbón de cada empresa (50% de los ingresos totales si se trata de contrato de asociación) en millones de dólares.

5. Regalía en millones de dólares a cargo de la empresa extranjera.
6. Ingreso de participación en millones de dólares.
7. Costos de operación de cada una de las empresas (50% de los costos totales en el caso de un contrato de asociación).
8. Depreciación para efectos fiscales en millones de dólares correspondiente a cada empresa (50% de la depreciación total en el caso de un contrato de asociación). Este valor coincide con el dato de entrada y debe incluir la amortización de los costos de operación durante el período de montaje.
9. Utilidad Bruta (antes de impuestos) de la compañía extranjera.
10. Intereses de los créditos contratados en millones de dólares correspondientes a cada una de las compañías (50% del total, en caso de asociación).
11. Amortización de los créditos en millones de dólares correspondientes a cada una de las compañías.
12. Impuesto de renta y remesas de la compañía extranjera en millones de dólares.
13. Flujo de caja de la compañía extranjera antes de impuestos.
14. Flujo de caja de la compañía extranjera después de impuestos.

Ministerio de Minas y Energía
BIBLIOTECA

PRODUCCION 15 MIN. TODO CAPITAL PROPIO. COSTOS OPERACION 110% CUADRO NO. 7
VALORES EN MILLONES DE DOLARES CONSTANTES

REGALIAS INTERCOR 15.0
CARBUCCOL 5.0

INVERSIONES (MILL. US) EXPLORACION INICIAL 52.0
SIGNATURE BONDS 0.0

TASA DE IMPUESTOS UTILIDAD BASICA PARA EL 52.0
INGRESO DE PARTICIPACION 35.0

US/TN ESCALAC 19.6 1.073
TARIFA TRANSPORTE 14.6 1.052

CRELITOS
MCNIAJE PRODUCCION
TASAJE INTERES 2.5 10.5
PLAZOS EN AÑOS 15 8
RELACION DEUDA 66.7 20.0

INDICADORES
TRANSLADO DE IMPUESTOS 0
REVALUACION INVERSIONES 0
DEDUCCION INTERESES 0
TIPO DE CONTRATO 0

ANO	MLL	INVER	INGRESO	REGA	INGRES	COSTOS	DEPRECIACION	UTILIDAD	INTERE	AMORTI	IMPUES	FL.CAJ	INVERS	SALDO	UTILIDAD	FL.CAJ	FL.CAJ	NETO	TOTAL
1	0.0	8.4	0.0	0.0	0.0	4.9	0.0	-4.9	0.0	0.0	-61.6	-61.6	65.3	0.0	-4.9	-13.3	-13.3	-13.3	
2	0.0	124.5	0.0	0.0	0.0	8.0	0.0	-8.0	0.0	0.0	-132.5	-132.5	219.9	0.0	-8.0	-132.5	-132.5	-132.5	-132.5
3	0.0	161.0	0.0	0.0	0.0	10.6	0.0	-10.6	0.0	0.0	-171.6	-171.6	431.2	0.0	-10.6	-171.6	-171.6	-171.6	-171.6
4	0.0	212.1	0.0	0.0	0.0	17.8	0.0	-17.8	0.0	0.0	-225.9	-225.9	735.4	0.0	-17.8	-225.9	-225.9	-225.9	-225.9
5	0.0	183.2	0.0	0.0	0.0	34.7	0.0	-34.7	0.0	0.0	-217.9	-217.9	1049.9	0.0	-34.7	-217.9	-217.9	-217.9	-217.9
6	0.0	96.2	0.0	0.0	0.0	70.1	0.0	-70.1	0.0	0.0	-166.3	-166.3	1301.2	0.0	-70.1	-166.3	-166.3	-166.3	-166.3
7	3.4	58.0	27.7	0.0	0.0	66.5	41.9	92.7	0.0	0.0	48.2	76.6	29.4	1355.4	0.0	129.6	113.5	61.7	186.8
8	4.4	45.2	317.3	39.1	0.0	27.0	109.0	82.1	0.0	0.0	42.7	145.9	103.2	1478.1	0.0	134.3	198.1	144.3	267.7
9	6.0	21.3	452.6	56.0	0.0	117.4	101.6	117.5	0.0	0.0	61.1	257.9	196.8	1516.3	0.0	152.3	332.6	255.7	431.1
10	7.5	25.9	607.9	76.0	3.3	146.7	105.3	275.7	0.0	0.0	143.4	355.0	211.7	1563.0	0.0	384.9	454.3	310.3	695.6
11	7.5	18.2	654.2	83.4	16.8	146.7	41.8	305.5	0.0	0.0	190.1	389.1	199.0	1603.7	0.0	510.4	533.9	329.8	786.0
12	7.5	19.5	655.7	88.5	32.1	146.7	7.0	394.4	0.0	0.0	205.1	361.8	176.6	1551.3	0.0	572.7	560.1	331.1	822.8
13	7.5	21.7	687.3	88.3	53.5	146.7	7.3	391.5	0.0	0.0	203.6	377.1	173.5	1703.8	0.0	616.2	601.3	355.4	864.4
14	7.5	30.5	702.7	51.3	80.9	146.7	6.7	378.0	0.0	0.0	195.6	353.3	156.7	1793.9	0.0	601.7	637.0	372.3	894.4
15	7.5	29.6	721.6	94.6	116.1	146.7	10.2	354.2	0.0	0.0	184.2	334.7	150.5	1876.7	0.0	712.4	672.2	408.0	946.0
16	7.5	37.5	741.1	57.6	120.0	146.7	14.8	346.8	0.0	0.0	169.8	335.4	149.6	1943.0	0.0	735.0	709.5	419.5	944.4
17	7.5	16.8	751.5	99.7	143.5	146.7	14.8	346.8	0.0	0.0	180.4	344.8	164.5	2049.1	0.0	766.7	754.7	458.6	1011.1
18	7.5	16.5	760.0	101.2	164.0	146.7	13.9	335.2	0.0	0.0	173.8	331.7	157.9	2103.0	0.0	797.0	794.5	475.7	1036.6
19	7.5	10.2	771.1	103.2	188.7	146.7	12.3	320.2	0.0	0.0	166.5	322.4	155.5	2147.0	0.0	835.1	837.3	503.3	1073.0
20	7.5	10.0	782.6	105.3	214.4	146.7	9.0	307.3	0.0	0.0	159.8	306.3	146.5	2183.2	0.0	898.5	875.4	524.8	1105.4
21	7.5	30.4	787.4	106.8	229.1	146.7	7.0	297.9	0.0	0.0	154.9	274.5	119.6	2322.7	0.0	924.1	912.0	542.4	1134.4
22	7.5	25.0	801.1	109.5	246.2	146.7	12.9	285.8	0.0	0.0	147.5	255.0	107.6	2473.9	0.0	980.2	951.7	555.6	1176.0
23	7.5	45.6	833.8	114.6	271.9	146.7	17.0	283.6	0.0	0.0	140.1	256.0	115.9	2792.5	0.0	983.4	986.5	593.1	1204.4
24	7.5	21.7	837.2	115.3	279.2	146.7	24.7	271.2	0.0	0.0	136.1	263.2	127.1	3134.2	0.0	1021.3	1007.9	599.4	1227.4
25	7.5	35.5	853.5	118.0	297.3	146.7	22.1	269.4	0.0	0.0	140.1	256.0	115.9	3101.0	0.0	1065.3	1065.3	640.7	1284.4
26	7.5	21.1	873.2	121.1	321.0	146.7	22.6	261.7	0.0	0.0	133.8	255.6	125.7	3248.6	0.0	1111.8	1113.9	669.2	1331.1
27	7.5	16.9	891.7	124.1	344.4	146.7	19.1	257.4	0.0	0.0	130.9	256.1	127.2	3310.4	0.0	1161.2	1167.5	703.1	1383.3
28	7.5	8.5	910.4	127.1	370.0	146.7	14.8	251.8	0.0	0.0	148.1	306.6	152.6	3461.0	0.0	1249.0	1264.9	765.3	1500.0
29	7.5	19.3	952.2	130.2	395.3	146.7	35.2	284.7	0.0	0.0					0.0				
VPN	10.0%	688.4	3107.6	406.2	479.9	746.5	231.4	1243.8	0.0	0.0	694.8	742.7	47.5			2745.2	2235.1	1153.1	3294.4
VPN	12.0%	623.8	2351.4	306.2	330.9	527.6	191.9	934.8	0.0	0.0	530.2	455.6	-70.6			2004.9	1572.2	737.0	2307.7
VPN	15.0%	545.4	1592.3	206.3	194.5	422.9	147.2	621.4	0.0	0.0	362.2	181.1	-181.1			1265.5	897.3	343.1	1387.7

RENTABILIDADES
INTERCOR ANTES DE IMPUESTOS 19.20
DESPUES DE IMPUESTOS 10.60
CARBUCCOL ANTES DE IMPUESTOS 20.90
DESPUES DE IMPUESTOS 10.50

15. Cifras de inversión acumulada de cada una de las empresas, sobre la cual se calcula el ingreso de participación (si IND =1 se trata de la inversión revaluada y depreciada).
16. Saldo de los créditos.
17. Utilidad bruta de la compañía nacional antes de impuestos.
18. Flujo de caja bruto de la empresa nacional antes de impuestos.
19. Flujo de caja neto de la empresa nacional después de impuestos.
20. Flujo de caja de la Nación.

Para cada uno de estos valores se presenta el valor presente calculado con tres tasas de descuento. Finalmente se presentan las rentabilidades calculadas antes y después de impuestos para cada una de las compañías y para la nación como un todo (es decir incluyendo también los impuestos de la compañía extranjera y de Carbocol).

6. PROGRAMA FUENTE

A continuación se presenta un listado del programa fuente elaborado en Fortran IV.

PROGRAMA PARA LA SIMULACION DEL CONTRATO DEL CERREJON

REAL IMPUE, INVER(50), ICOST, ITARI, IINVE, IX, IE, IY, IOVER, IMCAR, INFLA
DIMENSION B1(50), B2(50), B3(50), B4(50), PRECIO(50), DEPRE(50), B5(50)
DIMENSION A2(3), A3(3), A4(3), A5(3), A6(3), C1(3), TDES(3), CUOTA(50),
1SALDO(50), CARRY(50), CARRY2(50)
DIMENSION TON(50), TITULO(80), COSTOI(10), USDEP(50), ADRE(50)
DIMENSION VPN(11,3)

LECTURA DE LOS DATOS DE ENTRADA

REGAL=REGALIA. IMPUE=TASA PROMEDIO DE IMPUESTOS. UBASE=UTILIDAD
BASICA. RATE=TASA DE INTERES DE CREDITOS. TDES=TASAS DE DESCUENTO
TARIFA=COSTO DE TRANSPORTE. COSTO=COSTOS DE OPERACION.
DEUDA=PORCENTAJE DE FINANCIACION DE LAS INVERSIONES
ICOST=INDICE DE AUMENTO EN COSTOS. ITARI=INDICE PARA TARIFAS
IINVE=INDICE PARA REVALUACION DE LAS INVERSIONES
INVER=INVERSIONES. DEPRE=DEPRECIACION. TON=PRODUCCION.
COSTOI=COSTO DE OPERACION DURANTE LA CONSTRUCCION (1980-1985)
EN EL CASO DE CREDITOS 1 SE REFIERE AL PERIODO DE MONTAJE Y 2 AL
PERIODO DE EXPLOTACION
EN EL CASO DE REGALIA 1 SE REFIERE AL INTERIOR Y 2 A CARBOCOL

LOS VALORES SE DAN EN : DOLARES/TON. MILLONES DE *
TONELADAS, MILLONES DE DOLARES. LOS INDICES SE DAN *
EN P.U Y LAS TASAS EN PORCENTAJE *

IND=0 NO REVALUA ACTIVOS. IND=1 REVALUA ACTIVOS Y DEPRECIACION
IND1=0 TRABAJA CON CAPITAL PROPIO. IND1=1 DEDUCE INTERESES SOLO DEL
FLUJO DE CAJA. IND1=2 DEDUCE INTERESES DE IMPUESTOS. IND1=3 DEDUCE
INTERESES TAMBIEN PARA INGRESO DE PARTICIPACION
IND=2=0 TRABAJE EN DOLARES CORRIENTES. IND2=1 TRABAJE EN DOLARES CONSTANTES
IND3=0 NO CAPITALIZA INTERESES DURANTE EL MONTAJE
IND3=1 CAPITALIZA INTERESES DURANTE MONTAJE Y TRANSLADA DEDUCCIONES
DE UN AÑO A OTRO
IND4=0 ES CONTRATO DE ASOCIACION IND4=0 ES CONTRATO SIN PARTICIPACION DE
CARBOCOL EN LAS INVERSIONES NI LOS COSTOS

10 READ(5, 1200, END=500) TITULO
READ(5, 1000) IND, IND1, IND2, IND3, IND4, N, NCRED1, NCRED2, RATE1, RATE2,
1DEUDA1, DEUDA2, N6
READ(5, 1100) REGAL1, REGAL2, IMPUE, UBASE, (TDES(K), K=1, 3)
IF(IND4.EQ.1) READ(5, 1110) NREG3, REGAL3, PBASE
READ(5, 1100) TARIFA, COSTO
READ(5, 1100) ICOST, ITARI, IINVE, INFLA
READ(5, 1100) (TON(K), K=1, N)
READ(5, 1100) (PRECIO(K), K=1, N)
READ(5, 1100) (INVER(K), K=1, N), IOVER, BONO
READ(5, 1100) (DEPRE(K), K=1, N)
READ(5, 1100) (USDEP(K), K=1, N)
READ(5, 1100) (ADRE(K), K=1, N)
READ(5, 1100) (COSTOI(K), K=1, N6)

INICIALIZACION DE VARIABLES

A1=0

```
A11=0.  
A12=0.  
DO 20 K=1,3  
A2(K)=0.  
A3(K)=0.  
A4(K)=0.  
A5(K)=0.  
A6(K)=0.  
DO 20 KK=1,11  
VPN(KK,K)=0  
CONTINUE
```

CALCULO DE CUOTAS CONSTANTES PARA EL PAGO DE CREDITOS

```
CRF1=0.  
CRF2=0.  
AUX1=(1+RATE1/100.)*NCREDA1  
IF(AUX1.GT.1)CRF1=(AUX1*RATE1/100.)/(AUX1-1)  
AUX2=(1+RATE2/100.)*NCREDA2  
IF(AUX2.GT.1)CRF2=(AUX2*RATE2/100.)/(AUX2-1)  
WRITE(6,2600)TITULO  
IF(IND2.EQ.0)WRITE(6,2610)  
IF(IND2.EQ.1)WRITE(6,2620)  
WRITE(6,2000)IMPUE,REGAL1,REGAL2,UBASE,I0VER,COSTO,ICOST,BONDO,  
1TARIFA,ITARI,IND3,RATE1,RATE2,IND,NCREDA1,NCREDA2,IND1,DEUDA1,DEUDA2  
2,IND4  
WRITE(6,2010)  
DO 50 K=1,N  
DO 30 KK=1,3  
C1(KK)=1./(1+TDES(KK)/100.)*K  
CONTINUE
```

CALCULO DEL CREDITO Y EL SALDO A FINAL DE AÑO Y LAS CUOTAS

```
CRED=0  
DEUDA=DEUDA2/100.  
CRF=CRF2  
IF(K.LE.N6)DEUDA=DEUDA1/100.  
IF(K.LE.N6)CRF=CRF1  
IF(IND1.GE.1)CRED=INVER(K)*DEUDA  
SALDO(K)=CRED  
CUOTA(K)=CRF*CRED
```

CALCULO DEL SERVICIO DE DEUDA : AMORTIZACION E INTERES A FIN DE AÑO

```
GINT=0  
AMOR=0  
SALDT=SALDO(K)  
KAUX=K-1  
IF(K.EQ.1)GO TO 32  
DO 31 KK=1,KAUX  
RATE=RATE2/100  
NCREDA=NCREDA2  
IF(KK.LE.N6)NCREDA=NCREDA1  
IF(KK.LE.N6)RATE=RATE1/100  
AMOT=0  
SALDO1=SALDO(KK)
```

GIN=SALDO1*RATE
IF(K.LE.(NCRED+KK))AMOT=CUOTA(KK)-GIN
SALDO(KK)=AMAX1((SALDO1-AMOT),0.)
SALDT=SALDT+SALDO(KK)
GINT=GINT-GIN
AMOR=AMOR+AMOT
CONTINUE
GINCAR=GIN
IF(IND4.EQ.1)GINCAR=0
IF(K.EQ.N)AMOR=AMOR+SALDT

CALCULO DE VENTAS, COSTOS Y REGALIAS

IF(IND4.EQ.1)TON(K)=TON(K)*2
VENTA=TON(K)*PRECIO(K)+ADRE(K)*2
GASTO=TON(K)*COSTO*(ICOST**K)
IF(K.LE.N6)GASTO=COSTOI(K)*2
TRANS=TON(K)*TARIFA*(ITARI**K)
BOCA=VENTA-ADRE(K)*2-TRANS
ROYAL=BOCA*REGAL1/200.

CALCULO REGALIA VARIABLE EN CONTRATO SIMILAR A INDONESIA

IF(IND4.EQ.0)GO TO 321
DELREG=0.
IF(TON(K)/2.GT.5.)DELREG=(TON(K)/2-5.)/4.
ROYAL=BOCA*(REGAL1+DELREG*0.3)/200.
IF(K.GE.NREG3)ROYAL=BOCA*(REGAL3+DELREG*0.6)/200.
CONTINUE
UVEN=(VENTA-GASTO)/2.
A1=A1+INVER(K)
AUX1=COSTOI(K)
IF(IND3.EQ.1)AUX1=AUX1+GINT
IF(K.LE.N6)A1=A1+AUX1
A11=A11*IINVE+DEPRE(K)
A12=A12*IINVE+INVER(K)
IF(K.LE.N6)A12=A12+AUX1
CAPITA=A1+IOVER
IF(IND.EQ.1)CAPITA=A12+IOVER*(IINVE)**K-A11

CALCULO DEL INGRESO DE PARTICIPACION

BASE=(CAPITA)*UBASE/100.+GASTO/2+ROYAL+USDEP(K)
IF(IND1.GE.3)BASE=BASE+GINT
IX=(VENTA-2*ADRE(K))/2-BASE
IE=0.
IF(TON(K).GT.0.)IE=IX*5./TON(K)
IY=0
IF(IE.GT.0.)IY=0.0002064*(IE**2.46)
IF(IE.GE.250.)IY=123.95+(IE-250.)*0.9
PART=IY*(TON(K)/5.)

CALCULO IMPUESTO EXCESO DE UTILIDADES SIMILAR A INDONESIA

IF(IND4.EQ.0)GO TO 322
PART=0.2*0.3*(PRECIO(K)-PBASE*(ICOST**K))*TON(K)/2
IF(K.GE.NREG3)PART=PART*2.

C

322 CONTINUE

C -----
C CALCULO DE UTILIDADES E IMPUESTOS CON Y SIN DEDUCCIONES DE INTERESES
C -----

```

UTIL=UVEN-ROYAL-PART-DEPRE(K)
UIMP=UTIL*IMPUE/100.
IF(IND1.GE.2)UIMP=(UTIL-GINT)*IMPUE/100.
UTCAR=UVEN+ROYAL+PART-DEPRE(K)-REGAL2*BOCA/100.
IF(IND4.EQ.1)UTCAR=ROYAL+PART-REGAL2*BOCA/200.
IMCAR=0.4*UTCAR
IF(IND1.GE.2.AND.IND4.EQ.0)IMCAR=0.4*(UTCAR-GINCAR)
CARRY(K)=0
CARRY2(K)=0
IF(UIMP.LT.0)CARRY(K)=-UIMP
IF(IMCAR.LT.0)CARRY2(K)=-IMCAR
IF(UIMP.LE.0)UIMP=0
IF(IMCAR.LE.0)IMCAR=0
IF(IND3.EQ.0.OR.K.LE.(N6+1)) GO TO 34
K4=AMAX0(K-4,N6+1)
K1=K-1
DO 33 KK=K4,K1
AUX=CARRY(KK)
CARRY(KK)=AUX-AMIN1(UIMP,AUX)
UIMP=DIM(UIMP,AUX)
AUX=CARRY2(KK)
CARRY2(KK)=AUX-AMIN1(IMCAR,AUX)
IMCAR=DIM(IMCAR,AUX)

```

33 CONTINUE

34 CONTINUE

C -----
C CALCULO DEL FLUJO DE CAJA Y DEL VALOR PRESENTE A TRES TASAS
C -----

```

B1(K)=UTIL+DEPRE(K)+CRED-INVER(K)-AMOR
IF(IND1.GE.1)B1(K)=B1(K)-GINT
IF(K.EQ.1)B1(K)=B1(K)-IOVER-BOND
B2(K)=B1(K)-UIMP
B3(K)=UTCAR+DEPRE(K)+CRED-INVER(K)-AMOR
IF(IND4.EQ.1)B3(K)=UTCAR
IF(IND1.GE.1.AND.IND4.EQ.0)B3(K)=B3(K)-GINCAR
IF(K.EQ.1)B3(K)=B3(K)+BOND
B4(K)=B3(K)-IMCAR
B5(K)=B3(K)+UIMP+REGAL2*BOCA/100.
IF(IND4.EQ.1)B5(K)=B3(K)+UIMP+REGAL2*BOCA/200.
VENTA=VENTA/2
GASTO=GASTO/2
TONEL=TON(K)/2.

```

C -----
C SE PASAN LOS VALORES A DOLARES CONSTANTES
C -----

```

IF(IND2.EQ.0) GO TO 35
AUXI=(INFLA**K)
B1(K)=B1(K)/AUXI
B2(K)=B2(K)/AUXI
B3(K)=B3(K)/AUXI
B4(K)=B4(K)/AUXI
B5(K)=B5(K)/AUXI
INVER(K)=INVER(K)/AUXI

```

VENTA=VENTA/AUX1
ROYAL=ROYAL/AUX1
PART=PART/AUX1
GASTO=GASTO/AUX1
DEPRE(K)=DEPRE(K)/AUX1
UTIL=UTIL/AUX1
GINT=GINT/AUX1
AMOR=AMOR/AUX1
UIMP=UIMP/AUX1
UTCAR=UTCAR/AUX1

35

CONTINUE
DO 40 KK=1, 3
A2(KK)=A2(KK)+B1(K)*C1(KK)
A3(KK)=A3(KK)+B2(K)*C1(KK)
A4(KK)=A4(KK)+B3(K)*C1(KK)
A5(KK)=A5(KK)+B4(K)*C1(KK)
A6(KK)=A6(KK)+B5(K)*C1(KK)
VPN(1, KK)=VPN(1, KK)+INVER(K)*C1(KK)
VPN(2, KK)=VPN(2, KK)+VENTA*C1(KK)
VPN(3, KK)=VPN(3, KK)+ROYAL*C1(KK)
VPN(4, KK)=VPN(4, KK)+PART*C1(KK)
VPN(5, KK)=VPN(5, KK)+GASTO*C1(KK)
VPN(6, KK)=VPN(6, KK)+DEPRE(K)*C1(KK)
VPN(7, KK)=VPN(7, KK)+UTIL*C1(KK)
VPN(8, KK)=VPN(8, KK)+GINT*C1(KK)
VPN(9, KK)=VPN(9, KK)+AMOR*C1(KK)
VPN(10, KK)=VPN(10, KK)+UIMP*C1(KK)
VPN(11, KK)=VPN(11, KK)+UTCAR*C1(KK)

40

CONTINUE
WRITE(6, 2100)K, TONEL, INVER(K), VENTA, ROYAL, PART, GASTO, DEPRE(K),
1UTIL, GINT, AMOR, UIMP, B1(K), B2(K), CAPITA, SALDT, UTCAR, B3(K), B4(K),
2B5(K)

50

CONTINUE
WRITE(6, 2500)(TDES(K), (VPN(KK, K), KK=1, 10), A2(K), A3(K), VPN(11, K),
1A4(K), A5(K), A6(K), K=1, 3)

C

C

C

CALCULO DE LA RENTABILIDAD DE LOS FLUJOS

CALL TIR(B1, N, RES1)
CALL TIR(B2, N, RES2)
CALL TIR(B3, N, RES3)
CALL TIR(B4, N, RES4)
CALL TIR(B5, N, RES5)
WRITE(6, 2300)RES1, RES2, RES3, RES4, RES5
GO TO 10

C

C

C

FORMATOS DE LECTURA Y DE IMPRESION

1000 FORMAT(8I2, 4F4.1, I2)

1100 FORMAT(8F10.2)

1110 FORMAT(I5, 5X, 6F10.2)

1200 FORMAT(80A1)

2000 FORMAT(T23, 'REGALIAS', T80, 'TASA DE IMPUESTOS', T105, F5.1/T20, 'INTER
1COR', F6.1, T80, 'UTILIDAD BASICA PARA EL'/T20, 'CARBOCOL', F6.1, T80, 'I
2NGRESO DE PARTICIPACION', T105, F5.1//T23, 'INVERSIONES (MILL.US)', T9
38, 'US/TN ESCALAC'/T20, 'EXPLORACION INICIAL', T43, F6.1, T80, 'COSTO OP
4ERACION', T97, F6.1, F7.3/T20, 'SIGNATURE BONUS', T43, F6.1, T80, 'TARIFA

C

```

5TRANSPORTE', T97, F6.1, F7.3//T42, 'CREDITOS', T88, 'INDICADORES'/T37, 'M
6ONTAJE PRODUCCION', T80, 'TRANSLADO DE IMPUESTOS', T104, I3/T20, 'TASAS
7DE INTERES', T37, F6.1, F9.1, T80, 'REVALUACION INVERSIONES', T104, I3/T2
80, 'PLAZOS EN ANOS', T37, I6, I9, T80, 'DEDUCCION INTERESES', T104, I3/T20
9, 'RELACION DEUDA', T37, F6.1, F9.1, T80, 'TIPO DE CONTRATO', T104, I3/)
2010 FORMAT(' N', 17('-'), 'P R O Y E C T O', 16('-'), 'NINTERCOR---PROYECTO
1--N-----INTERCOR-----N--PROYECTO---N-----CARBOCOL-----NACION'/
2 ' ANO MLL INVER INGRESO REGA INGRES COSTOS DEPREC UTILID
3INTERE AMORTI IMPUES FL.CAJ FL.CAJ INVERS SALDO UTILID FL.CAJ FL.
4CAJ FLCAJ/' TON SION TOTAL LIA PARTIC OPEREC IACION BRU
5TA CREDIT DEUDA RENTA BRUTO NETO ACUMLD CREDIT BRUTA BRUTO
6 NETO TOTAL'/1X, 132('-'))
2100 FORMAT(I3, F5.1, 17F7.1, F6.0)
2300 FORMAT(///, T18, 'RENTABILIDADES'/T10, 'INTERCOR ANTES DE IMPUESTOS',
1F10.2/T19, 'DESPUES DE IMPUESTOS', F8.2 /T10, 'CARBOCOL ANTES DE IMPU
2ESTOS', F10.2/T19, 'DESPUES DE IMPUESTOS', F8.2, /T10, 'NACION', 21X,
3F10.2)
2500 FORMAT('/' VPN', F4.0, '%', F6.1, 11F7.1, 14X, 3F7.1, F6.0)
2600 FORMAT(1H1, T26, 80A1)
2610 FORMAT(45X, 'VALORES EN MILLONES DE DOLARES CORRIENTES', /, 1X, 132('-
1'))
2620 FORMAT(45X, 'VALORES EN MILLONES DE DOLARES CONSTANTES', /, 1X, 132('-
1'))

```

```

500 CALL EXIT
END
SUBROUTINE TIR(FC, NA, RES)

```

C -----
C SUBROUTINA PARA EL CALCULO DE LA TASA INTERNA DE RETORNO
C -----

```

DIMENSION FC(50)
IK=0
RI=0
DO 10 I=1, NA
IF(FC(I).GE.0.)IK=IK+1
10 CONTINUE
IF(IK.LT.NA) GO TO 20
RES=1000.
RETURN
20 IK=0
DO 30 I=1, NA
IF(FC(I).LE.0.)IK=IK+1
30 CONTINUE
IF(IK.LT.NA) GO TO 40
RES=-1000.
RETURN
40 DO 80 I=1, 3
DI=1./(10.**I)
50 VPFC=0.
RI=RI+DI
DO 60 N=1, NA
60 VPFC=VPFC+(1./(1+RI)**N)*FC(N)
IK=IK+1
IF(IK.LE.60) GO TO 70
RES=5000.
RETURN
70 IF(VPFC.GT.0.001) GO TO 50
RES=RI*100.

```

RI=RI-DI
CONTINUE
RETURN
END

300
301
302
303
304
305
306
307
308
309
310
311
312
313
314
315
316
317
318
319
320
321
322
323
324
325
326
327
328
329
330
331
332
333
334
335
336
337
338
339
340
341
342
343
344
345
346
347
348
349
350
351
352
353
354
355
356
357
358
359
360
361
362
363
364
365
366
367
368
369
370
371
372
373
374
375
376
377
378
379
380
381
382
383
384
385
386
387
388
389
390
391
392
393
394
395
396
397
398
399
400

MODELO PARA EVALUAR LA CAPACIDAD DE PRODUCCION

EN LOS MERCADOS INTERNOS

MANUAL DEL USUARIO

INDICE

1. INTRODUCCION
2. METODOLOGIA
3. DATOS DE ENTRADA
4. RESULTADOS OBTENIDOS
5. PROGRAMA FUENTE

MODELO PARA EVALUAR LA CAPACIDAD DE PRODUCCION

EN LOS MERCADOS INTERNOS

1. INTRODUCCION:

Este modelo analiza las posibilidades de extracción de carbón en cada mercado con base en la clasificación económica de las reservas y utilizando los resultados de los proyectos típicos de minería y la estimación de los costos de extracción y transporte.

El modelo permite obtener la base para la evaluación de la expansión de la capacidad de producción de carbón con destino al mercado interno. Los resultados de este modelo sirven de base para la proyección de los precios internos, en forma tal de incrementarlos convenientemente hasta el nivel de los costos de extracción y transporte.

2. METODOLOGIA:

El modelo efectúa un análisis regional de los diferentes mercados mediante un algoritmo sencillo de asignación de los diferentes bloques de producción para tratar de suplir la demanda en cada región.

Se observa que con la asignación realizada de las reservas para cada mercado se optimiza el suministro al evitarse costos transportes entre mercados, tal como lo sugieren los resultados en los cálculos económicos previos al Modelo.

El modelo simula el comportamiento futuro de cada mercado considerando, para cada uno de ellos, una serie de N bloques de reservas para el suministro de la demanda en cada año i (D_i). Cada bloque está caracterizado por el tonelaje recuperable total (C_n), la extracción máxima en cada año futuro (E_{in}) y el costo unitario de la explotación (e_n) asociado.

La simulación del proceso de producción y consumo en cada mercado se representa para cada año i con el objetivo de minimizar los costos y atender la demanda en la siguiente forma (nótese que los costos de transporte se toman en forma externa a la simulación, considerándolos particulares a cada sector de la demanda en cada región):

Minimice

$$\sum_{n=1}^N P_{in} \cdot e_n$$

Sujeto a

$$\sum_{n=1}^N P_{in} \geq D_i$$

$$\sum_{j=1}^I P_{jn} \leq C_n \quad \text{para } n = 1, \dots, N \text{ (\# de Bloques)}$$

$$\lambda = 1, \dots, I \text{ (\# de años)}$$

$$P_{in} \leq E_{in}$$

Donde P_{in} constituye la variable asociada a la producción en el bloque n durante el año i .

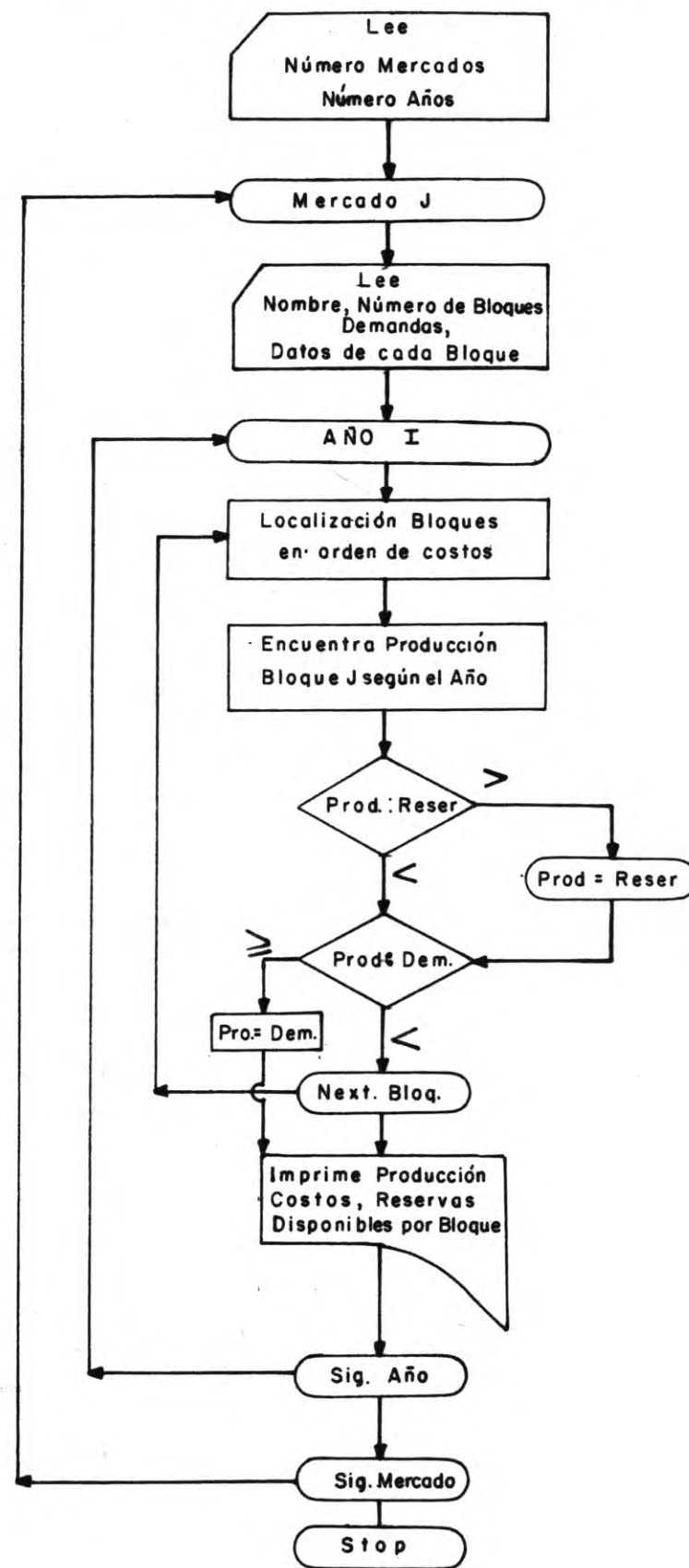
La resolución del modelo se logra mediante un algoritmo sencillo de asignación óptima, para lo cual se le suministran al modelo los siguientes datos que caracterizan la oferta:

- Bloques de producción, definidos cada uno por:
 - a) Reservas recuperables
 - b) Capacidad de producción anual durante el período de simulación y años en los cuales entra a funcionar dicha producción.
 - c) Costos de minería y transporte hasta los sitios de consumo.

Además se le suministra la demanda regional para los años que se desea simular.

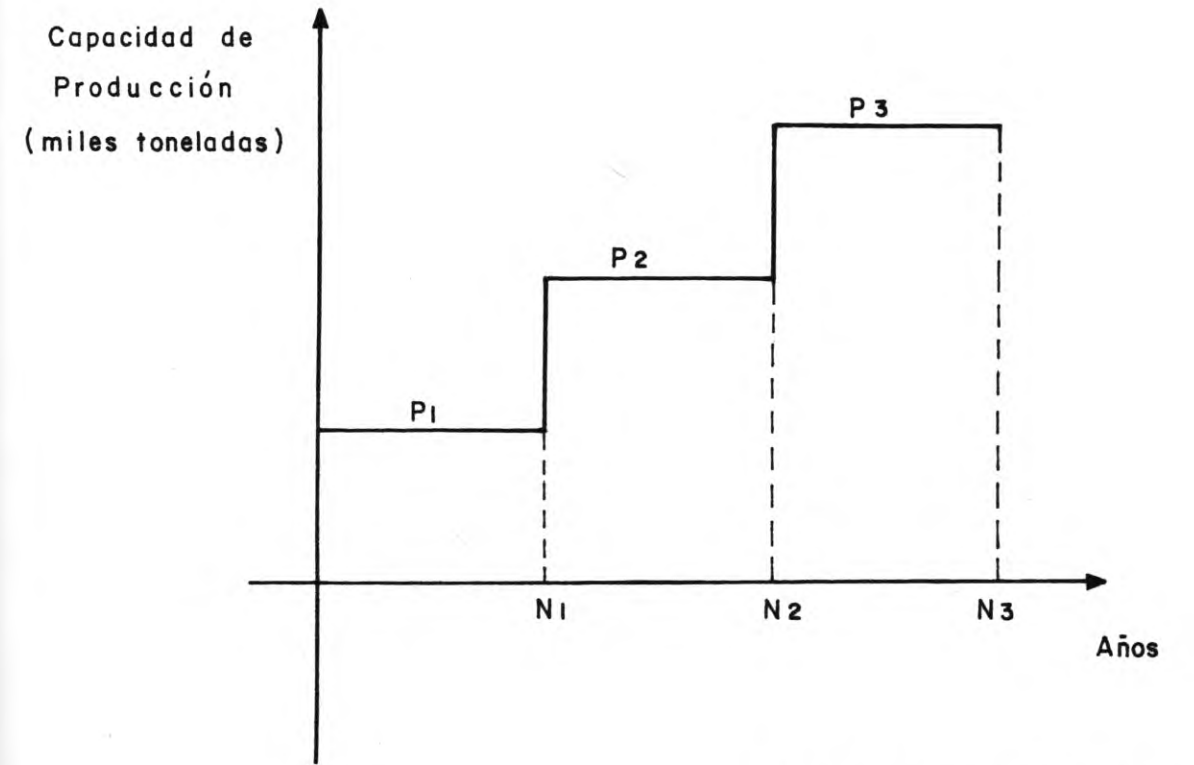
Los resultados obtenidos en la simulación de cada mercado permiten establecer los costos marginales de largo plazo de la minería y el transporte en cada año del período de análisis con base en lo cual se estructuró la proyección de los precios.

ESTUDIO NACIONAL DE ENERGIA
 MODELO MERCADO INTERNO DEL CARBON
 MACRO DIAGRAMA DE FLUJO



ESTUDIO NACIONAL DE ENERGIA

CARACTERIZACION BLOQUES DE PRODUCCION DE CARBON



Bloque N para un mercado
con costo E_n

3. DATOS DE ENTRADA

El modelo está programado en FORTRAN. A continuación se presentan los datos y los formatos respectivos:

TARJETA No. 1 FORMATO 2I5

NM Número de mercados.

NA Número de años del período a simular.

Para cada mercado se debe entrar:

TARJETA No. 2 FORMATO 5A4, I5

NOM Nombre del mercado.

NB Número de bloques de producción asignados a ese mercado.

TARJETAS 3 a 12 FORMATO I5, F10.1 (son NA tarjetas)

Parejas de datos correspondientes a la demanda del mercado para todos los años del período de simulación.

Se entra:

N(I) - Año

DEM(I)- Demanda en miles de toneladas

Para cada bloque de producción de ese mercado se le debe suministrar:

<u>TARJETAS 13 a 15</u>	FORMATO 6F10.2, 3I5
C(k) -	Costo de producción en \$/Ton.
T(k) -	Costo de transporte en \$/Ton.
R(k) -	Reservas en miles de Ton.
P1(k), P2(k), P3(k) -	Tres producciones en miles de Ton. (si se preveen ampliaciones en el corto, mediano y largo plazo. En caso de no tener ampliaciones se puede suministrar tres datos iguales).
N1(k), N2(k), N3(k) -	Tres años correspondientes a las entradas de la siguiente ampliación en la producción.

Estos datos se repiten tantas veces como bloques se estén considerando.

En este momento se deben producir los resultados para este mercado. Para el siguiente mercado se repite el proceso a partir de grupo de datos incluido en la tarjeta 2 y así sucesivamente hasta agotar todos los mercados.

4. RESULTADOS OBTENIDOS:

Para cada mercado se obtiene un listado con los siguientes resultados (año por año para todo el período de simulación):

- Año
- Demanda
- Producción y costos para cada uno de los bloques.
- Reservas remanentes al final del año en cada uno de los bloques y reservas totales.
- Costo promedio de producción

Se anexa un listado típico de resultados para uno de los mercados.

TABLA 2

MERCADO NO. 2

TERMICAS CENTRO

ANO	DEMAN M.TON	PROD BL.1	COST BL.1	PROD BL.2	COST BL.2	PROD BL.3	COST BL.3	PROD BL.4	COST BL.4	RESER BLO.1	RESER BLO.2	RESER BLO.3	RESER BLO.4	RESER TOTAL	COSTO PROME
1981	1166	1166	1105	0	0	0	0	0	0	17434	0	0	0	17434	1105
1982	1166	1166	1105	0	0	0	0	0	0	16268	0	0	0	16268	1105
1983	1176	1176	1105	0	0	0	0	0	0	15092	0	0	0	15092	1105
1984	1176	1176	1105	0	0	0	0	0	0	13916	0	0	0	13916	1105
1985	751	751	1105	0	0	0	0	0	0	13165	0	0	0	13165	1105
1986	553	553	1105	0	0	0	0	0	0	12612	0	0	0	12612	1105
1987	416	416	1105	0	0	0	0	0	0	12196	0	0	0	12196	1105
1988	617	617	1105	0	0	0	0	0	0	11579	0	0	0	11579	1105
1989	914	914	1105	0	0	0	0	0	0	10665	0	0	0	10665	1105
1990	1015	1015	1105	0	0	0	0	0	0	9650	0	0	0	9650	1105
1991	916	916	1105	0	0	0	0	0	0	8734	0	0	0	8734	1105
1992	908	908	1105	0	0	0	0	0	0	7826	0	0	0	7826	1105
1993	758	758	1105	0	0	0	0	0	0	7068	0	0	0	7068	1105
1994	652	652	1105	0	0	0	0	0	0	6416	0	0	0	6416	1105
1995	631	631	1105	0	0	0	0	0	0	5785	0	0	0	5785	1105
1996	361	361	1105	0	0	0	0	0	0	5424	0	0	0	5424	1105
1997	314	314	1105	0	0	0	0	0	0	5110	0	0	0	5110	1105
1998	590	590	1105	0	0	0	0	0	0	4520	0	0	0	4520	1105
1999	908	908	1105	0	0	0	0	0	0	3612	0	0	0	3612	1105
2000	933	933	1105	0	0	0	0	0	0	2679	0	0	0	2679	1105

5. PROGRAMA FUENTE

A continuación se anexa un listado del programa fuente elaborado en FORTRAN.

PROGRAMA PARA SIMULAR EL MERCADO INTERNO

```

DIMENSION N(20), DEM(20), PR(6), RES(6), C(6), T(6), R(6), X(6)
DIMENSION P1(6), P2(6), P3(6), N1(6), N2(6), N3(6), NOM(20)
READ(5, 1000)NM, NA
DO 50 J=1, NM
READ(5, 1100)NOM, NB
WRITE(6, 2000)J, NOM
READ(5, 1200)(N(I), DEM(I), I=1, NA)
DO 5 K=1, NB
READ(5, 1300)C(K), T(K), R(K), P1(K), P2(K), P3(K), N1(K), N2(K), N3(K)
RES(K)=R(K)
NE=NB+1
DO 10 K=NE, 6
PR(K)=0
RES(K)=0
DO 20 L=1, 6
X(L)=C(L)+T(L)
IF(L.GT.NB)X(L)=0
CONTINUE
DO 40 I=1, NA
E=0
F=0
G=0
SOB=DEM(I)
DO 30 K=1, NB
PR(K)=P3(K)
IF(N(I).LE.N2(K))PR(K)=P2(K)
IF(N(I).LE.N1(K))PR(K)=P1(K)
IF(PR(K).GT.RES(K))PR(K)=RES(K)
IF(PR(K).GT.SOB)PR(K)=SOB
SOB=SOB-PR(K)
RES(K)=RES(K)-PR(K)
F=F+PR(K)
E=E+RES(K)
G=G+(C(K)+T(K))*PR(K)
CONTINUE
AV=' '
IF(SOB.GT.0)AV='*'
CAS=C(1)+T(1)
IF(NB.NE.1)CAS=G/F
WRITE(6, 2100)N(I), DEM(I), (PR(K), X(K), K=1, 4), (RES(K), K=1, 4), E, CAS,
1AV
40 CONTINUE
50 CONTINUE
CALL EXIT
1000 FORMAT(2I5)
1100 FORMAT(20A1, I5)
1200 FORMAT(I5, F10.1)
1300 FORMAT(6F10.2, 3I5)
2000 FORMAT(1H1, X, 'MERCADO NO', I5, 2X, 20A1//2X, 'ANO', T7, 'DEMAN', T14, 'PRO
1D', T20, 'COST', T26, 'PROD', T32, 'COST', T38, 'PROD', T44, 'COST', T50, 'PRO
2D', T56, 'COST', T62, 'RESER', T70, 'RESER', T78, 'RESER', T87, 'RESER', T96,
3'RESER', T107, 'COSTO'//T7, 'M.TON', T14, 'BL.1', T20, 'BL.1', T26, 'BL.2',
4T32, 'BL.2', T38, 'BL.3', T44, 'BL.3', T50, 'BL.4', T56, 'BL.4', T62, 'BL.1',
5T70, 'BL.2', T78, 'BL.3', T97, 'BL.4', T96, 'TOTAL', T107, 'PROME'//)

```

C

2100 FORMAT (I5, 1X, 9F6.0, 4F8.0, F9.0, F10.0, A2)
END

0001
0002
0003
0004
0005

MODELOS PARA LA PROYECCION DE LA PRODUCCION DE HIDROCARBUROS PROVENIENTE DE NUEVOS HALLAZGOS

Como se explicó en el Capítulo II.C de la parte tercera, se han implementado dentro del ENE dos programas de computador con el propósito de proyectar la producción futura de hidrocarburos. El primero, llamado PARAM.ESTIMA (estimación de parámetros) tiene como propósito estimar los parámetros característicos de una cuenca sedimentaria con base en los hallazgos realizados hasta el presente en tal cuenca. El segundo, es un programa que tiene como objeto central proyectar la producción futura utilizando los parámetros de la cuenca. Una segunda opción del programa, permite efectuar simulaciones con el fin de ajustar los parámetros a los estimativos de las encuestas efectuadas entre geólogos, como se explicará posteriormente. Este programa ha sido llamado SIM.HALL PET (Simulación de los hallazgos de petróleo).

En una primera parte se presentará lo referente al programa de estimación de parámetros y a continuación se darán las instrucciones para el manejo del programa de simulación.

1. PROGRAMA PARA LA ESTIMACION DE LOS PARAMETROS DE UNA CUENCA SEDIMENTARIA. (PARAM.ESTIMA)

Este programa permite encontrar los estimativos de los parámetros μ , σ y N^* , donde μ y σ son los parámetros de la distribución lognormal de la cual se supone provienen los yacimientos originalmente depositados en la cuenca, y N^* es el número de tales yacimientos. La metodología de estimación empleada se discutió en el Capítulo II.C

de la parte tercera; a continuación se describe la forma de utilizar el programa.

1.1 Datos de Entrada al programa PARAM.ESTIMA (Archivo DATOS. PARAM.ESTIMA)

Tarjeta No. 1 (Formato 5A4)

Nombre que identifica la cuenca sedimentaria para la cual ha de efectuarse la estimación. Este nombre puede tener hasta 20 letras.

Tarjeta No. 2 (Formato 16I5)

JJ,N,IMAX, N2, NSAMPL, ILEE

donde:

JJ : Número de intervalos considerados para el tamaño de los yacimientos. En el ENE se han considerado 7 intervalos.

N: Número de yacimientos descubiertos en la cuenca hasta el presente.

IMAX: Número máximo de iteraciones para la búsqueda del máximo de la función de verosimilitud. Por utilizar el programa un procedimiento de "búsqueda" es conveniente introducir este límite con el fin de evitar la posibilidad de que el programa, en algún caso particular y dada la naturaleza específica de los datos analizados, emplee una cantidad excesiva de tiempo de computador. En las corridas del ENE se ha utilizado IMAX=20.

N2: Como se explicó anteriormente, uno de los parámetros que se desea estimar con este modelo es el número de yacimientos "originalmente depositado" en la cuenca. Ahora bien, para el estimativo de este parámetro se utiliza el algoritmo de búsqueda de

FIBONACCI, el cual requiere una cota superior para el valor de la variable sobre la cual se efectúa la búsqueda. Esta cota superior es N^2 , y en las corridas del ENE se ha hecho igual a 300, siendo tal límite suficiente.

NSAMPL: El cálculo de la función de verosimilitud para valores dados de μ, σ y N^* se realiza, aproximadamente, generando NSAMPL muestras aleatorias, de tamaño N^* , provenientes de la distribución lognormal con parámetros μ, σ . Entre mayor sea el valor de NSAMPL se obtiene una mayor aproximación en el cálculo de la función de verosimilitud. Análisis de sensibilidad efectuados por el ENE muestran que valores de NSAMPL entre 200 y 300 proporcionan una suficiente aproximación.

ILEE: El proceso de búsqueda requiere valores iniciales para μ y σ . Estos pueden calcularse a partir de los datos, en cuyo caso ILEE=0, ó leídos directamente cuando ILEE=1. La razón de esta opción es la siguiente: Inicialmente se corre el programa con ILEE=0; si el programa termina sin encontrar el óptimo (se llega al número máximo de iteraciones) se efectúa una nueva corrida con ILEE=1 y valores iniciales de los parámetros iguales a los resultantes al llegar al número máximo de iteraciones de la primera corrida.

Carta No. 2 (Formato 16I5)

(II(I), I=1,N)

Como se han realizado N hallazgos hasta el momento, II(I) es el índice del intervalo de tamaños correspondiente al i-ésimo hallazgo.

Tarjeta No. 3 (Formato 8F10-1)

(S (I), I=1, JJ)

Son los tamaños "representativos" de cada uno de los JJ intervalos.

Tarjeta No. 4 (Formato 8F10.1)

(SLIM(I), I=1, JJ)

Son los límites superiores de los intervalos empleados para clasificar los tamaños de los yacimientos.

Tarjeta No. 5 (Formato 8F10.1)

DELM, DELD

donde :

DELM : Valor de los incrementos del parámetro μ para efectuar la búsqueda

DELD : Incremento para σ

A medida que progresa la búsqueda tales incrementos se hacen más pequeños con el fin de precisar mejor los resultados.

Tarjeta No. 6 (Formato 8F10.1)

XM, XD

Esta tarjeta se lee únicamente si ILEE=1 y corresponde a los valores iniciales de μ y σ a ser utilizados bajo esta opción.

Los resultados producidos por este programa son muy sencillos y de fácil interpretación. Como se recuerda, el objetivo del programa es encontrar estimativos para los parámetros de una cuenca sedimentaria, que son "máximo-verosímiles" dados los hallazgos efectuados hasta el momento. En el cuadro No. 1 se presenta una muestra de los resultados de este programa, cuya interpretación se explica a continuación.

En primer término aparece escrito el número de yacimientos de cada categoría de tamaño, ya encontrado. En este caso, en que la cuenca analizada es la del bajo Magdalena, se han hallado 18 yacimientos de tamaño 1 (0-2 MMB), 4 de tamaño 2 (2-10 MMB), 3 de tamaño 3 (10-50 MMB), 1 de tamaño 4 (50-100 MMB) y ninguno de tamaños mayores. Con base en estos datos se efectúa el estimativo inicial de μ y σ , como el promedio y la desviación típica de los logaritmos de esos tamaños. Esos valores iniciales resultan ser $\mu = 0.834$ y $\sigma = 1.360$.

A continuación, para tales valores de μ y σ y utilizando el algoritmo de búsqueda de FIBONACCI se encuentra el valor de N para el cual se maximiza la función de verosimilitud, el cual es $N=46$, con valor de la función igual a 0.883×10^{13} . A partir de ese valor se comienza el proceso de búsqueda variando los valores μ y σ , y a su vez, para cada pareja μ, σ efectuando la optimización sobre N. Esta búsqueda continua, moviéndose siempre en la dirección de aumento de la función de verosimilitud, hasta que variaciones al rededor de los valores de los parámetros no significan incrementos de la función. Esto

ocurre después de 6 iteraciones, encontrándose para este caso valores óptimos de los parámetros correspondientes a $\mu=0.434$, $\sigma=1.61$, $N=3$, lo que implica un valor esperado para la super-población de 5.84 MMB/yacimiento, datos que aparecen en el cuadro resumen al final de la corrida.

CUADRO No 1

Departamento Administrativo Nacional de Estadística
DANE

NO	INIC.CE	POZOS	18	4	3	1	0	0
4	XM	0.834XD	1.360NT		92FX		0.251971F	12
5	XM	0.834XD	1.360NT		133FX		0.610441E	11
6	XM	0.834XD	1.360NT		66FX		0.595002E	12
7	XM	0.834XD	1.360NT		51FX		0.312348E	13
8	XM	0.834XD	1.360NT		41FX		0.302036E	13
9	XM	0.834XD	1.360NT		56FX		0.673278F	12
10	XM	0.834XD	1.360NT		46FX		0.882117E	13
11	XM	0.834XD	1.360NT		44FX		0.818770E	13
12	XM	0.834XD	1.360NT		48FX		0.748354E	13
13	XM	0.834XD	1.360NT		45FX		0.198753F	14
14	XM	0.834XD	1.360NT		45FX		0.198753F	14
15	XM	0.834XD	1.360NT		46FX		0.882117E	13
16								
17								
18								
19								
20								
21								
22								
23								
24								
25								
26								
27								
28								
29								
30								
31								
32								
33								
34								
35								
36								
37								
38								
39								
40								
41								
42								
43								
44								
45								
46								
47								
48								
49								
50								
51								
52								
53								
54								
55								
56								
57								
58								
59								
60								
61								
62								
63								
64								
65								
66								

ITERACION 1

ITERACION 2

XM	0.734XD	1.460NT	92FX	0.311444F	13
YM	0.734XD	1.460NT	133FX	0.153370E	12

XM	0.734XD	1.460NT	66FX	0.708578E	13
XM	0.734XD	1.460NT	51FX	0.266578E	14
XM	0.734XD	1.460NT	41FX	0.452904E	13
XM	0.734XD	1.460NT	56FX	0.255055F	14
XM	0.734XD	1.460NT	46FX	0.573247E	14
XM	0.734XD	1.460NT	44FX	0.114730E	14
XM	0.734XD	1.460NT	48FX	0.448563E	14
XM	0.734XD	1.460NT	45FX	0.255455E	14
XM	0.734XD	1.460NT	45FX	0.255455E	14
XM	0.734XD	1.460NT	46FX	0.573247F	14
XM	0.534XD	1.460NT	92FX	0.100698E	15
XM	0.534XD	1.460NT	133FX	0.220024E	14
XM	0.534XD	1.460NT	66FX	0.108992E	16
XM	0.534XD	1.460NT	51FX	0.162121F	16
XM	0.534XD	1.460NT	41FX	0.108865E	17
XM	0.534XD	1.460NT	35FX	0.872448E	16
XM	0.534XD	1.460NT	44FX	0.453495E	15
XM	0.534XD	1.460NT	38FX	0.105750F	17
XM	0.534XD	1.460NT	41FX	0.108865F	17
XM	0.534XD	1.460NT	42FX	0.251747E	15
XM	0.534XD	1.460NT	41FX	0.108865E	17
XM	0.534XD	1.460NT	42FX	0.251747E	15
XM	0.534XD	1.510NT	92FX	0.325029E	14
XM	0.534XD	1.510NT	133FX	0.784158F	13
XM	0.534XD	1.510NT	66FX	0.304820E	15
XM	0.534XD	1.510NT	51FX	0.160166E	16
XM	0.534XD	1.510NT	41FX	0.121885F	17
XM	0.534XD	1.510NT	35FX	0.935342F	16
XM	0.534XD	1.510NT	44FX	0.238258F	16
XM	0.534XD	1.510NT	38FX	0.114635E	17
XM	0.534XD	1.510NT	41FX	0.121885E	17
XM	0.534XD	1.510NT	42FX	0.334295E	16
XM	0.534XD	1.510NT	41FX	0.121885E	17
XM	0.534XD	1.510NT	42FX	0.334295E	16
XM	0.334XD	1.610NT	92FX	0.108624E	16
XM	0.334XD	1.610NT	133FX	0.214750E	15
XM	0.334XD	1.610NT	66FX	0.258168E	17
XM	0.334XD	1.610NT	51FX	0.257759E	16
XM	0.334XD	1.610NT	76FX	0.328511F	16
XM	0.334XD	1.610NT	60FX	0.893762E	16
XM	0.334XD	1.610NT	69FX	0.632333E	17
XM	0.334XD	1.610NT	72FX	0.257793E	17
XM	0.334XD	1.610NT	68FX	0.502276E	17
XM	0.334XD	1.610NT	70FX	0.325961F	17
XM	0.334XD	1.610NT	69FX	0.632333E	17
XM	0.334XD	1.610NT	70FX	0.325961E	17

ITERACION 3

ITERACION

XM	0.434XD	1.610NT	92FX	0.194141E	15
XM	0.434XD	1.610NT	133FX	0.166921F	14
XM	0.434XD	1.610NT	66FX	0.927072E	15
XM	0.434XD	1.610NT	51FX	0.160107E	19
XM	0.434XD	1.610NT	41FX	0.121879E	17
XM	0.434XD	1.610NT	56FX	0.122985E	16
XM	0.434XD	1.610NT	46FX	0.390830E	17
XM	0.434XD	1.610NT	52FX	0.636935F	15
XM	0.434XD	1.610NT	48FX	0.224118E	19
XM	0.434XD	1.610NT	47FX	0.326678E	16
XM	0.434XD	1.610NT	47FX	0.326678E	16
XM	0.434XD	1.610NT	48FX	0.224118E	19
XM	0.434XD	1.660NT	92FX	0.140620F	15
XM	0.434XD	1.660NT	133FX	0.726764F	13
XM	0.434XD	1.660NT	66FX	0.491704E	15
XM	0.434XD	1.660NT	51FX	0.390006E	18
XM	0.434XD	1.660NT	41FX	0.110945E	17
XM	0.434XD	1.660NT	56FX	0.405056E	15
XM	0.434XD	1.660NT	46FX	0.377669F	17
XM	0.434XD	1.660NT	52FX	0.658144E	15
XM	0.434XD	1.660NT	48FX	0.486599E	18
XM	0.434XD	1.660NT	47FX	0.775200E	15
XM	0.434XD	1.660NT	47FX	0.775200F	15
XM	0.434XD	1.660NT	48FX	0.686500E	18

XM	0.434XD	1.560NT	92FX	0.350658E	15
XM	0.434XD	1.560NT	133FX	0.504472E	14
XM	0.434XD	1.560NT	66FX	0.190690E	16
XM	0.434XD	1.560NT	51FX	0.292380E	16
XM	0.434XD	1.560NT	41FX	0.228360E	17
XM	0.434XD	1.560NT	35FX	0.110582E	18
XM	0.434XD	1.560NT	31FX	0.750028E	17
XM	0.434XD	1.560NT	37FX	0.436135E	18
XM	0.434XD	1.560NT	38FX	0.972762E	17
XM	0.434XD	1.560NT	36FX	0.226134E	18
XM	0.434XD	1.560NT	36FX	0.226134E	18
XM	0.434XD	1.560NT	37FX	0.436135E	18
XM	0.334XD	1.710NT	92FX	0.460644E	15
XM	0.334XD	1.710NT	133FX	0.401684E	14
XM	0.334XD	1.710NT	66FX	0.342926E	16
XM	0.334XD	1.710NT	51FX	0.160037E	19
XM	0.334XD	1.710NT	41FX	0.974108E	17
XM	0.334XD	1.710NT	56FX	0.147023E	16
XM	0.334XD	1.710NT	46FX	0.382586E	17
XM	0.334XD	1.710NT	52FX	0.888984E	15
XM	0.334XD	1.710NT	48FX	0.224085E	19
XM	0.334XD	1.710NT	47FX	0.154090E	16
XM	0.334XD	1.710NT	47FX	0.154090E	16
XM	0.334XD	1.710NT	48FX	0.224085E	19

ITERACION 4

XM	0.534XD	1.610NT	92FX	0.270423E	14
XM	0.534XD	1.610NT	133FX	0.191144E	13
XM	0.534XD	1.610NT	66FX	0.926266E	14
XM	0.534XD	1.610NT	51FX	0.936309E	17
XM	0.534XD	1.610NT	41FX	0.153263E	16
XM	0.534XD	1.610NT	56FX	0.127165E	15
XM	0.534XD	1.610NT	46FX	0.721137E	16
XM	0.534XD	1.610NT	52FX	0.186010E	15
XM	0.534XD	1.610NT	48FX	0.103999E	18
XM	0.534XD	1.610NT	47FX	0.171719E	15
XM	0.534XD	1.610NT	47FX	0.171719E	15
XM	0.534XD	1.610NT	48FX	0.103999E	18
XM	0.334XD	1.610NT	92FX	0.108624E	16
XM	0.334XD	1.610NT	133FX	0.214750E	15
XM	0.334XD	1.610NT	66FX	0.258168E	17
XM	0.334XD	1.610NT	51FX	0.857759E	16
XM	0.334XD	1.610NT	76FX	0.328511E	16
XM	0.334XD	1.610NT	60FX	0.893762E	16
XM	0.334XD	1.610NT	69FX	0.632333E	17
XM	0.334XD	1.610NT	72FX	0.257793E	17
XM	0.334XD	1.610NT	68FX	0.502276E	17
XM	0.334XD	1.610NT	70FX	0.325961E	17
XM	0.334XD	1.610NT	69FX	0.632333E	17
XM	0.334XD	1.610NT	70FX	0.325961E	17
XM	0.434XD	1.660NT	92FX	0.140620E	15
XM	0.434XD	1.660NT	133FX	0.728764E	13
XM	0.434XD	1.660NT	66FX	0.491704E	15
XM	0.434XD	1.660NT	51FX	0.390006E	18
XM	0.434XD	1.660NT	41FX	0.110945E	17
XM	0.434XD	1.660NT	56FX	0.405056E	15
XM	0.434XD	1.660NT	46FX	0.377669E	17
XM	0.434XD	1.660NT	52FX	0.658144E	15
XM	0.434XD	1.660NT	48FX	0.486599E	18
XM	0.434XD	1.660NT	47FX	0.775200E	15
XM	0.434XD	1.660NT	47FX	0.775200E	15
XM	0.434XD	1.660NT	48FX	0.486599E	18
XM	0.434XD	1.560NT	92FX	0.350658E	15
XM	0.434XD	1.560NT	133FX	0.504472E	14
XM	0.434XD	1.560NT	66FX	0.190690E	16
XM	0.434XD	1.560NT	51FX	0.292380E	16
XM	0.434XD	1.560NT	41FX	0.228360E	17
XM	0.434XD	1.560NT	35FX	0.110582E	18
XM	0.434XD	1.560NT	31FX	0.750028E	17
XM	0.434XD	1.560NT	37FX	0.436135E	18
XM	0.434XD	1.560NT	38FX	0.972762E	17
XM	0.434XD	1.560NT	36FX	0.226134E	18

XM	0.434XD	1.560NT	36FX	0.226134F	18
XM	0.434XD	1.560NT	37FX	0.436135F	18
XM	0.434XD	1.610NT	92FX	0.194141F	15
XM	0.434XD	1.610NT	133FX	0.166921F	14
XM	0.434XD	1.610NT	66FX	0.927072E	15
XM	0.434XD	1.610NT	51FX	0.160107E	19
XM	0.434XD	1.610NT	41FX	0.121879E	17
XM	0.434XD	1.610NT	56FX	0.122985E	16
XM	0.434XD	1.610NT	46FX	0.390830E	17
XM	0.434XD	1.610NT	52FX	0.636935E	15
XM	0.434XD	1.610NT	48FX	0.224118E	19
XM	0.434XD	1.610NT	47FX	0.326678F	16
XM	0.434XD	1.610NT	47FX	0.326678F	16
XM	0.434XD	1.610NT	48FX	0.224118E	19

ITERACION 5

ITER

14	XM	0.514XD	1.610NT	92FX	0.274073E	14
15	XM	0.514XD	1.610NT	133FX	0.276302E	13
16	XM	0.514XD	1.610NT	66FX	0.944258E	14
17	XM	0.514XD	1.610NT	51FX	0.936312E	17
18	XM	0.514XD	1.610NT	41FX	0.154361E	16
19	XM	0.514XD	1.610NT	56FX	0.127858E	15
20	XM	0.514XD	1.610NT	46FX	0.720536E	16
21	XM	0.514XD	1.610NT	52FX	0.186671E	15
22	XM	0.514XD	1.610NT	48FX	0.104001E	18
23	XM	0.514XD	1.610NT	47FX	0.174647E	15
24	XM	0.514XD	1.610NT	47FX	0.174647E	15
25	XM	0.514XD	1.610NT	48FX	0.104001E	18
26	XM	0.354XD	1.610NT	92FX	0.103028E	16
27	XM	0.354XD	1.610NT	133FX	0.169199E	15
28	XM	0.354XD	1.610NT	66FX	0.114390E	17
29	XM	0.354XD	1.610NT	51FX	0.745298E	16
30	XM	0.354XD	1.610NT	76FX	0.303867E	16
31	XM	0.354XD	1.610NT	60FX	0.357207E	16
32	XM	0.354XD	1.610NT	69FX	0.257496E	17
33	XM	0.354XD	1.610NT	72FX	0.122949E	17
34	XM	0.354XD	1.610NT	68FX	0.225602E	17
35	XM	0.354XD	1.610NT	70FX	0.134756E	17
36	XM	0.354XD	1.610NT	69FX	0.257496E	17
37	XM	0.354XD	1.610NT	70FX	0.134756E	17
38	XM	0.434XD	1.650NT	92FX	0.143589E	15
39	XM	0.434XD	1.650NT	133FX	0.839219E	13
40	XM	0.434XD	1.650NT	66FX	0.491997E	15
41	XM	0.434XD	1.650NT	51FX	0.390006E	18
42	XM	0.434XD	1.650NT	41FX	0.108968E	17
43	XM	0.434XD	1.650NT	56FX	0.404909E	15
44	XM	0.434XD	1.650NT	46FX	0.377231E	17
45	XM	0.434XD	1.650NT	52FX	0.659266E	15
46	XM	0.434XD	1.650NT	48FX	0.486598E	18
47	XM	0.434XD	1.650NT	47FX	0.774684E	15
48	XM	0.434XD	1.650NT	47FX	0.774684E	15
49	XM	0.434XD	1.650NT	48FX	0.486598E	18
50	XM	0.434XD	1.570NT	92FX	0.332327E	15
51	XM	0.434XD	1.570NT	133FX	0.456207E	14
52	XM	0.434XD	1.570NT	66FX	0.189374E	16
53	XM	0.434XD	1.570NT	51FX	0.264140E	16
54	XM	0.434XD	1.570NT	41FX	0.228111E	17
55	XM	0.434XD	1.570NT	35FX	0.110579E	18
56	XM	0.434XD	1.570NT	31FX	0.729281E	17
57	XM	0.434XD	1.570NT	37FX	0.436101E	18
58	XM	0.434XD	1.570NT	38FX	0.971766E	17
59	XM	0.434XD	1.570NT	36FX	0.226124E	18
60	XM	0.434XD	1.570NT	36FX	0.226124E	18
61	XM	0.434XD	1.570NT	37FX	0.436101E	18
62	XM	0.434XD	1.610NT	52FX	0.194141E	15
63	XM	0.434XD	1.610NT	133FX	0.166921E	14
64	XM	0.434XD	1.610NT	66FX	0.927072E	15
65	XM	0.434XD	1.610NT	51FX	0.160107E	19
66	XM	0.434XD	1.610NT	41FX	0.121879E	17
67	XM	0.434XD	1.610NT	56FX	0.122985E	16
68	XM	0.434XD	1.610NT	46FX	0.390830E	17
69	XM	0.434XD	1.610NT	52FX	0.636935E	15

XM	0.434XD	1.610NT	48FX	0.224118E	19
XM	0.434XD	1.610NT	47FX	0.326678E	16
XM	0.434XD	1.610NT	47FX	0.326678E	16
XM	0.434XD	1.610NT	48FX	0.224118E	19

ITERACION 6

					ITER
XM	0.458XD	1.610NT	52FX	0.422390E	14
XM	0.498XD	1.610NT	133FX	0.336167E	13
XM	0.458XD	1.610NT	66FX	0.121993E	15
XM	0.498XD	1.610NT	51FX	0.938702E	17
XM	0.498XD	1.610NT	41FX	0.154371E	16
XM	0.458XD	1.610NT	56FX	0.137510E	15
XM	0.498XD	1.610NT	46FX	0.741315E	16
XM	0.458XD	1.610NT	52FX	0.201956E	15
XM	0.498XD	1.610NT	48FX	0.104757E	18
XM	0.498XD	1.610NT	47FX	0.585381E	15
XM	0.458XD	1.610NT	47FX	0.585381E	15
XM	0.498XD	1.610NT	48FX	0.104757E	18
XM	0.370XD	1.610NT	92FX	0.618701E	15
XM	0.370XD	1.610NT	133FX	0.116287E	15
XM	0.370XD	1.610NT	66FX	0.337653E	16
XM	0.370XD	1.610NT	51FX	0.710627E	16
XM	0.370XD	1.610NT	41FX	0.877410E	17
XM	0.370XD	1.610NT	35FX	0.118129E	18
XM	0.370XD	1.610NT	31FX	0.725268E	17
XM	0.370XD	1.610NT	37FX	0.439822E	18
XM	0.370XD	1.610NT	38FX	0.105568E	18
XM	0.370XD	1.610NT	36FX	0.227632E	18
XM	0.370XD	1.610NT	36FX	0.227632E	18
XM	0.370XD	1.610NT	37FX	0.439822E	18
XM	0.434XD	1.642NT	52FX	0.143625E	15
XM	0.434XD	1.642NT	133FX	0.868764E	13
XM	0.434XD	1.642NT	66FX	0.492439E	15
XM	0.434XD	1.642NT	51FX	0.390006E	18
XM	0.434XD	1.642NT	41FX	0.108568E	17
XM	0.434XD	1.642NT	56FX	0.404397E	15
XM	0.434XD	1.642NT	46FX	0.377228E	17
XM	0.434XD	1.642NT	52FX	0.659154E	15
XM	0.434XD	1.642NT	48FX	0.486596E	18
XM	0.434XD	1.642NT	47FX	0.774044E	15
XM	0.434XD	1.642NT	47FX	0.774044E	15
XM	0.434XD	1.642NT	48FX	0.486596E	18
XM	0.434XD	1.578NT	92FX	0.307286E	15
XM	0.434XD	1.578NT	133FX	0.442549E	14
XM	0.434XD	1.578NT	66FX	0.195955E	16
XM	0.434XD	1.578NT	51FX	0.258005E	16
XM	0.434XD	1.578NT	41FX	0.228111E	17
XM	0.434XD	1.578NT	35FX	0.110579E	18
XM	0.434XD	1.578NT	31FX	0.729281E	17
XM	0.434XD	1.578NT	37FX	0.436101E	18
XM	0.434XD	1.578NT	38FX	0.971766E	17
XM	0.434XD	1.578NT	36FX	0.226124E	18
XM	0.434XD	1.578NT	36FX	0.226124E	18
XM	0.434XD	1.578NT	37FX	0.436101E	18
XM	0.434XD	1.610NT	92FX	0.194141E	15
XM	0.434XD	1.610NT	133FX	0.166921E	14
XM	0.434XD	1.610NT	66FX	0.927072E	15
XM	0.434XD	1.610NT	51FX	0.160107E	19
XM	0.434XD	1.610NT	41FX	0.121879E	17
XM	0.434XD	1.610NT	56FX	0.122985E	16
XM	0.434XD	1.610NT	46FX	0.390830E	17
XM	0.434XD	1.610NT	52FX	0.636935E	15
XM	0.434XD	1.610NT	48FX	0.224118E	19
XM	0.434XD	1.610NT	47FX	0.326678E	16
XM	0.434XD	1.610NT	47FX	0.326678E	16
XM	0.434XD	1.610NT	48FX	0.224118E	19

* DEPARTAMENTO NACIONAL DE PLANEACION *

ESTUDIO NACIONAL DE ENERGIA

MODELO DE EXPLORACION Y HALLAZGO DE HIDROCARBUROS

ESTIMACION DE PARAMETROS

CUENCA: BAJO MAGDALENA

CLASE	LIMITE SUP. MMB	TAMANO MMB	POZOS HALLADOS
1	2.0	1.0	18
2	10.0	6.0	4
3	50.0	30.0	3
4	100.0	75.0	1
5	200.0	150.0	0
6	400.0	300.0	0
7	800.0	600.0	0

* ESTIMATIVOS DE LOS PARAMETROS *

NUMERO DE YACIMIENTOS 48

DISTRIBUCION LOGNORMAL

MEDIA 0.43

DESV. TIPICA 1.61

TAMANO PROMEDIO 5.64MMB/YACIMIENTO

2.

PROGRAMA DE SIMULACION PARA LA PROYECCION DE LA PRODUCCION FUTURA DE HIDROCARBUROS DE LAS CUENCAS SEDIMENTARIAS.

Este programa utiliza los estimativos de los parámetros de las cuencas sedimentarias, calculados por medio del programa de estimación de parámetros ó a través de los resultados de las encuestas, para pronosticar los hallazgos realizados en las cuencas y la producción futura, y además, producir los resultados económicos y financieros esperados ante un escenario dado de exploración, tanto directa como bajo contratos de asociación con las compañías extranjeras. Los procedimientos empleados por este programa se discutieron en el Capítulo II.C de la parte tercera. A continuación se explica la forma de utilizar el programa.

2.1

Datos de entrada al programa SIM.HALL.PET (Archivo Datos SIM.HALL.PET).

Tarjeta No. 1 (Formato I5)

NCOR

Este es el número de cuencas analizadas. El análisis se efectúa, en primer término, cuenca por cuenca, y al final se agregan los resultados y se presentan en tal forma.

Tarjeta No. 2 (Formato 20A4)

(AGREGA (I), I=1,5), (AGREBA(I), I=1,5), (AGREAL (I),I=1.5)

Son los nombres que se darán a los cuadros de los resultados agregados. Se han utilizado, AGREGADO-PROMEDIO, AGREGADO BAJA y AGREGADO-ALTA. Cada uno de estos nombres tendrá hasta un máximo de 20 letras.

Tarjeta No. 3 (Formato 3I5)

NHOR, NHOR1, NHOR2

donde:

NHOR : Número de años del horizonte de planeamiento.

NHOR1 : Número de años durante los cuales se realizará
el pronóstico de hallazgos ($\text{NHOR1} \geq \text{NHOR}$)

NHOR 2: Número de años durante los cuales se efectuará el
pronóstico de producción ($\text{NHOR2} \geq \text{NHOR1}$)

Los hallazgos y la producción se prolongan mas allá del
horizonte de planeamiento para el cálculo de las correc-
ciones terminales.

Tarjeta No. 4 (Formato 8F10.1)

ZCIFP(I), I=1,NHOR

Proyección de precios CIF del crudo promedio a emplearse
en la corrida (Dólares/barril).

Tarjeta No. 5 (Formato 8F10.1)

ZCIFPP(I), I= 1, NHOR

Proyección de precios CIF del crudo pesado.

Tarjeta (s) No. 6. (Formato 8F10.1)

ZFOBP(I), I=1,NHOR

Proyección de precios FOB del crudo promedio

Tarjeta (s) No. 7. (Formato 8F10.1)

ZFOBPP (I), I=1, NHOR

Proyección de precios FOB del crudo pesado.

Tarjeta No. 8 (Formato 8F10.1)

TC1, TC2, TC3, TC4

Tasas de crecimiento de los precios anteriores, en su orden, a emplearse para la proyección de precios a partir del año NHOR.

A continuación vendrían NCOR grupos de tarjetas, uno por cada cuenca de las que se incluyen en el análisis. Las tarjetas de cada grupo son las siguientes:

Tarjeta No. 1 (Formato 20A4)

Cuenca (I), I=1,5

Es el nombre de la cuenca sedimentaria para la cual han de leerse los datos a continuación. Hasta un máximo de 20 letras.

Tarjeta No. 2 (Formato 16I5)

JJ, NTOT, (NO(I), I=1, JJ), NDES

donde:

JJ : Número de intervalos utilizados para la discretización de los tamaños de los yacimientos.

NTOT: Número total de yacimientos originales de la cuenca. (Por consiguiente, NTOT incluye los yacimientos ya descubiertos.

NO(I), I=1, JJ: Yacimientos descubiertos hasta el momento, de cada una de las JJ categorías de tamaños.

NDES: Número total de yacimientos ya descubiertos; claramente,
$$NDES = \sum_{I=1}^{JJ} NO(I)$$

Tarjeta (s) No. 3 (Formato 16I5)

II(I), I=1, NDES

II(I) es el índice del tamaño del i-ésimo hallazgo.
Esta tarjeta se requiere únicamente si NDES > 0.

Tarjeta No. 4 (Formato 8F10.1)

S(I), I=1, JJ

Tamaños representativos de los JJ intervalos para los tamaños de los yacimientos.

Tarjeta No. 5. (Formato 8F10.1)

SLIM(I), I=1, JJ

Límite superior de cada uno de los JJ intervalos de tamaños considerados.

Tarjeta No. 6 (Formato 8F10.1)

XM, XD, PROB

donde,

XM : Primer parámetro de la distribución log-normal de los tamaños. Corresponde al valor esperado de los logaritmos de los tamaños.

XD : Segundo parámetro de la distribución lognormal. Corresponde a la desviación típica de los logaritmos.

PROB: Probabilidad de hallazgo. Es la probabilidad de que la perforación de un pozo "Wildcat" resulte en un hallazgo.

Tarjeta No. 7. (Formato 16I5)

NSAMPL, NSIL, NTAM

donde,

NSAMPL : Tiene el mismo significado que en PARAM. ESTIMA, es decir, el número de muestras aleatorias provenientes de la distribución lognormal que se ha de generar.

NSIL : Es el número de secuencias de hallazgos que se genera, para calcular la distribución de probabilidad de los hallazgos.

NTAM : El mismo significado del N2 utilizado en PARAM-ESTIMA.

Tarjeta No. 8 (Formato I5)

IEST

Este es un indicador que, cuando vale uno, significa que la corrida tienen como propósito encontrar estimativos para los parámetros que se ajusten a los resultados obtenidos por métodos indirectos, como por ejemplo las encuestas realizadas por el ENE. Si IEST =1, y solo en este caso, deben leerse las dos siguientes tarjetas

Tarjeta opcional (IEST =1) (Formato 8F10)

RD, ERR, CV

donde:

RD: Es el acumulado total de hidrocarburos descubierto hasta el momento (millones de barriles)

ERR: Es el valor esperado de las reservas totales por descubrir, dato obtenido, por ejemplo, a partir de las encuestas.

CV : Es el coeficiente de variación (desviación típica sobre valor esperado) de la distribución lognormal. Como se explicó en el Capítulo II.C de la parte Tercera, el valor típico para CV está entre 2,5 y 3,5

Tarjeta Opcional (IEST=1) (Formato I5)

NDEL

Es el valor con el cual se incrementará el valor inicial de NTOT, diez veces, realizando cada vez los siguientes cálculos explicados más detalladamente en el Capítulo de hidrocarburos de la Parte Tercera. Dado el valor de reservas totales originales (calculado como RD+ ERR), el coeficiente de variación y el número total de yacimientos originales, se calculan los parámetros de la distribución lognormal, μ y σ . A partir de estos valores y de los yacimientos ya encontrados, se encuentra el valor esperado del próximo hallazgo. Como este proceso se efectúa para valores de NTOT variados paramétricamente, a continuación se escoge el valor del NTOT que produce el valor esperado del próximo hallazgo mas cercano al obtenido en las encuestas. Esta corrida nos permite, por consiguiente, estimar los valores de los parámetros de la cuenca que serán utilizados posteriormente, con IEST=0, para efectuar las proyecciones de producción y los análisis financieros.

A continuación se continúa con los datos obligatoriamente requeridos para la corrida del programa.

Tarjeta No. 9 (Formato 16I5)

IPROD, NHOR, NHOR1, NHOR2, IBASE, NDESA

donde,

IPROD : Será igual a 1 se se desea que se efectúe la proyección de producción.

NHOR, NHOR1, NHOR2: El mismo significado explicado anteriormente.

IBASE : Año calendario inmediatamente anterior al primer año del horizonte de planeamiento.

NDESA: Número de años transcurridos entre el descubrimiento de un yacimiento y la extracción total de sus reservas.

Tarjeta (s) No. 10 (Formato 8F10.3)

PROD (I), I=1, NDESA

PROD(I) es la fracción de las reservas totales que se extrae en el año I a partir del descubrimiento del yacimiento.

Tarjeta (s) No. 11 (Formato 16I5)

NPEREC (I), I= 1, NHOR1

Número de pozos exploratorios (Wildcats) perforados por Ecopetrol en cada año.

Tarjeta (s) No. 12 (Formato 16I5)

NPERC(I), I=1, NHOR1

Pozos exploratorios perforados por las compañías asociadas en cada año.

Tarjeta No. 13 (Formato 8F10.3)

PORGAS, PORPET, PORPP

Fracciones de gas, petróleo "promedio" y petróleo pesado en que se dividen las reservas totales de la cuenca. En el ENE, estas fracciones se estimaron a partir de la encuesta sobre posibilidades de hallazgo de hidrocarburos.

Tarjeta No. 14 (Formato 8F10.1)

CEXDIV, CEXMN, CEPDIV, CEPMN, CDESDV, CDESMN, TCAMB, XNDES
donde:

CEXDIV : Costo en moneda extranjera (dólares) por pozo exploratorio.

CEXMN : Costo en moneda nacional por pozo exploratorio.

CEPDIV, CEPMN: Costo promedio de la exploración previa (sísmica) requerida por pozo exploratorio en la cuenca (en divisas y moneda nacional, respectivamente).

CDESDV, CDESMN: Costo (en divisas y moneda nacional) por pozo de desarrollo en la cuenca.

Los valores anteriores en divisas, se darán en dólares constantes del año escogido y los valores en moneda nacional, en pesos.

TCAMB: Tasa de cambio (\$/dólar) para el año escogido como base.

XNDES: Número promedio de pozos de desarrollo por millón de barriles encontrados, para los yacimientos de la cuenca.

Tarjeta No. 15 (Formato I5)

TDES

Número de años durante los cuales se efectúan las inversiones

en desarrollo, a partir del año del descubrimiento de un yacimiento.

Tarjeta No. 16 (Formato 8F10.2)

FRACDS (I), I=TDDES.

FRACDS (I) es la fracción de los costos totales de desarrollo que se realiza durante el año I

Tarjeta No. 17 (Formato 8F10.1)

CPRGDV, CPRGMN, CPRPDV, CPRPMN, CPRPPD, CPRPPN

Son los costos de producción por millón de barriles, en divisas y moneda nacional, para el gas, el petróleo promedio y el petróleo pesado, respectivamente.

Tarjeta No. 18 (Formato 8F10.2)

PARTEC (I), I=1,JJ

Fracción de la producción total en contratos de asociación que corresponde a Ecopetrol (incluyendo regalías) para yacimientos de las JJ categorías de tamaños. Bajo los actuales contratos $PARTEC (I) = 0.6$ para todos los tamaños I. Sin embargo, se ha considerado la posibilidad de diferentes reparticiones según el tamaño para poder estimar el impacto económico esperado de tales modificaciones en los términos de los contratos.

Tarjeta No. 19 (Formato 8Flo.1)

TASA, LAMBDA

TASA : Tasa de descuento a utilizarse en el análisis económico.

LAMBDA: Excedente del valor social de la divisa, con respecto a la tasa oficial de cambio, expresado como

fracción de la TOC.

Tarjeta No. 20 (Formato 8F10.1)

CTRNSP

Costo de transporte del crudo a la refinería expresado en pesos del año base. Sirve para calcular el precio del crudo en la refinería, para el cálculo de los pagos a las compañías por concepto de compra de crudos.

2.2 Resultados producidos por el programa SIM.HALL.PET.

2.2.1 Resultados bajo la opción IEST=1.

Los resultados producidos por el modelo bajo esta opción son muy simples. Dados los valores de reservas totales iniciales y el coeficiente de variación de la distribución, el programa calcula los parámetros μ y σ y el valor esperado del próximo hallazgo para diferentes valores de N. En el cuadro número 1 se presenta un ejemplo de tales cálculos para la cuenca de la Guajira. Posteriormente se escogerá el valor de N (y los de μ y σ correspondientes) que produzca el valor esperado del próximo hallazgo mas cercano al estimado por medio de la encuesta a los geólogos.

GUAJIRA

XM 1.7080
XD 1.5555
NTOT 50

1	47.689	56.985	0.021	0.160	0.574	0.133	0.101	0.007	0.004

	47.288	55.100							

GUAJIRA

XM 1.2360
XD 1.5555
NTOT 80

1 50.592 72.218 0.031 0.224 0.507 0.149 0.020 0.067 0.0

51.013 72.274

GUAJIRA

XM 0.9196
XD 1.5555
NTOT 110

1	36.062	35.255	0.052	0.219	0.492	0.225	0.004	0.008	0.0
-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----
	36.043	35.114							

XM 0.6784
XD 1.5555
NTOT 140

1 30.627 32.212 0.069 0.252 0.567 0.062 0.049 0.0 0.0

30.622 32.187

2
3
4
5
6
7
8
9
10
11
12
13
14
15
16
17
18
19
20
21
22
23
24
25
26
27
28
29
30
31
32
33
34
35
36
37
38
39
40
41
42
43

GUAJIRA

XM 0.4843
XD 1.5555
NTCT 170

1 30.435 41.008 0.094 0.354 0.455 0.0 0.097 0.0 0.0

30.443 41.016

XM 0.3217
XD 1.5555
NTGT 200

1 22.816 20.082 0.126 0.306 0.482 0.085 0.0 0.0 0.0

22.820 20.081

XM 0.1820
XD 1.5555
NTOT 230

1 18.648 13.064 0.187 0.247 0.566 0.0 0.0 0.0

18.649 13.065

Ministerio de Minas y Energía
BIBLIOTECA

Resultados bajo la opción IEST=0.

Bajo esta opción, se realiza en primer término el análisis de cada una de las cuencas sedimentarias consideradas. La información obtenida, para cada una de ellas es la siguiente:

En primer término, el cuadro número 1, además de un resumen de los datos empleados para la corrida (valores de μ, σ, N , probabilidad de hallazgos), muestra la distribución de probabilidad de los tamaños de los próximos M hallazgos ^{1/} Para cada hallazgo se presenta el valor esperado del tamaño y la desviación típica, y la probabilidad de que el mismo pertenezca a cada una de las categorías de tamaños. Como allí puede observarse, a medida que el hallazgo es más distante su valor esperado es menor con mayor probabilidad de que pertenezca a las categorías de tamaño más pequeñas.

El cuadro número 2 utiliza los resultados del Cuadro 1 y las proyecciones sobre perforaciones en la cuenca para encontrar la producción esperada durante cada uno de los años del horizonte de planeamiento. La metodología para efectuar dicha proyección se explica detalladamente en el Capítulo II.C de la parte tercera. Para cada uno de los años se muestra la producción, en millones de barriles, de propiedad de Ecopetrol ^{2/} y de las compañías

^{1/} M se calcula como número total de pozos Wildcat perforados durante los próximos N_{HOR1} años por probabilidad de hallazgo mas uno.

^{2/} La parte de Ecopetrol corresponde a la producción de yacimientos encontrados bajo exploración directa más su participación en los encontrados mediante asociación.

Ministerio de Minas y Energía
BIBLIOTECA

asociadas. Esta se dá para crudo promedio, crudo pesado y gas. Este último, bajo el supuesto de que los yacimientos de gas se desarrollarían siguiendo un patrón similar a los de petróleo. Como no es este el caso en la realidad, la última columna, sin encabezamiento, da los valores de las cantidades totales de gas correspondientes a hallazgos de gas realizados en cada año. Esta información se utiliza como insumo para el modelo de gas.

El cuadro número 3, finalmente, presenta un resumen de los costos totales para ECOPEX por concepto de exploración, desarrollo y producción de los yacimientos de petróleo y compra de crudos a las compañías, para la cuenca analizada.

Después de presentar, para cada una de las NCOR cuencas los cuadros anteriores, se efectúan análisis agregados con los resultados que se describen a continuación. En primer lugar, el cuadro número 4 muestra el resumen de las implicaciones económicas y financieras de la actividad exploratoria. El cálculo de los distintos rubros que allí aparecen se encuentra explicado en el Capítulo correspondiente de la parte tercera. Finalmente, los cuadros 5, 6, 7 presentan las proyección de producción, en formato similar al utilizado para cada cuenca, pero ahora para el agregado de todo el país y mostrando además de la proyección del valor esperado las proyecciones alta y baja (calculadas como la suma de las proyecciones alta y baja de las diferentes cuencas).

PODFO DE EXPLORACION Y HALLAZGO DE HIDROCARBUROS

TAMANOS DE FUTUROS HALLAZGOS

CUENCA: PUTUMAYO

DATOS PARA LA SIMULACION

DISTRIBUCION LOGNORMAL
 MEDIA DE LOS LOGARIT. 0.9150
 DESVIACION TIPICA 1.5170

NUMERO ORIGINAL DE YACIMIENTOS 78

TASA DE HALLAZGOS 0.267

HALLAZGO NUMERO	VALOR ESPERADO	DESVIACION TIPICA	PROBABILIDAD DE QUE EL HALLAZGO SEA (MMR):							
			0.- 2.	2.- 10.	10.- 50.	50.-100.	100.-200.	200.-400.	400.-800.	
1	24.3	22.4	.096	.356	.424	.124	.0	.0	.0	
2	22.4	21.4	.097	.353	.407	.103	.0	.0	.0	
3	21.5	20.9	.093	.418	.395	.094	.0	.0	.0	
4	20.5	19.4	.096	.417	.414	.073	.0	.0	.0	
5	17.2	16.8	.109	.477	.376	.039	.0	.0	.0	
6	17.3	17.1	.110	.476	.371	.043	.0	.0	.0	
7	16.4	16.8	.109	.509	.342	.040	.0	.0	.0	
8	14.5	15.3	.159	.409	.317	.025	.0	.0	.0	
9	13.0	13.5	.152	.547	.287	.013	.0	.0	.0	
10	12.9	12.0	.145	.552	.293	.009	.0	.0	.0	
11	11.9	12.4	.167	.564	.262	.007	.0	.0	.0	
12	11.0	11.4	.166	.565	.236	.003	.0	.0	.0	
13	10.8	12.1	.177	.601	.213	.009	.0	.0	.0	
213.9			27.4							

CONSEJO SUPERIOR

ESTUDIO NACIONAL Y HALLAZGO DE HIDROCARBUROS
 PRODUCCION ANUAL

CUENCA: PUTUMAYO

AÑO	PRODUCCION PETR. PROV. ECUATORIAL MMBL		PRODUCCION PETR. PESA. ECUATORIAL MMBL		PRODUCCION GAS ECUATORIAL MMBL		PRODUCCION PETR. P. PROM. COMPANIAS MMBL		PRODUCCION PETR. PESA. COMPANIAS MMBL		PRODUCCION GAS COMPANIAS MMBL	
	MMBL	MMBL	MMBL	MMBL	MMBL	MMBL	MMBL	MMBL	MMBL	MMBL	MMBL	MMBL
1981	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.10
1982	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.10
1983	0.14	0.14	0.13	0.07	0.07	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.10
1984	0.37	0.37	0.33	0.14	0.14	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.02
1985	0.66	0.66	0.58	0.28	0.28	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.02
1986	0.91	0.91	0.81	0.38	0.38	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	2.03
1987	1.14	1.14	1.01	0.44	0.44	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.98
1988	1.33	1.33	1.18	0.51	0.51	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.98
1989	1.63	1.63	1.44	0.63	0.63	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.98
1990	1.86	1.86	1.64	0.72	0.72	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.93
1991	2.04	2.04	1.81	0.76	0.76	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.93
1992	2.13	2.13	1.89	0.82	0.82	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.93
1993	2.20	2.20	1.95	0.88	0.88	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.93
1994	2.27	2.27	2.01	0.88	0.88	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.78
1995	2.32	2.32	2.06	0.90	0.90	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.78
1996	2.37	2.37	2.10	0.92	0.92	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	2.36
1997	2.40	2.40	2.12	0.92	0.92	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.57
1998	2.40	2.40	2.13	0.92	0.92	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.49
1999	2.40	2.40	2.11	0.92	0.92	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.49
2000	2.61	2.61	2.31	1.00	1.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.32
2001	2.83	2.83	2.51	1.14	1.14	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.18
2002	3.01	3.01	2.67	1.20	1.20	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.17
2003	3.11	3.11	2.75	1.23	1.23	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.17
2004	3.18	3.18	2.81	1.24	1.24	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.08
2005	3.20	3.20	2.84	1.24	1.24	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.00
2006	3.10	3.10	2.84	1.23	1.23	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.00
2007	3.13	3.13	2.87	1.21	1.21	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.00
2008	3.12	3.12	2.78	1.20	1.20	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
2009	3.10	3.10	2.75	1.20	1.20	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
2010	3.06	3.06	2.71	1.18	1.18	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
2011	3.02	3.02	2.68	1.17	1.17	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
2012	2.88	2.88	2.53	1.10	1.10	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
2013	2.81	2.81	2.41	1.01	1.01	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
2014	2.72	2.72	2.35	0.96	0.96	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
2015	2.67	2.67	2.30	0.90	0.90	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
2016	2.60	2.60	2.22	0.80	0.80	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
2017	2.53	2.53	2.15	0.71	0.71	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
2018	2.46	2.46	2.08	0.62	0.62	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
2019	2.35	2.35	1.90	0.52	0.52	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
2020	2.15	2.15	1.62	0.46	0.46	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
2021	2.07	2.07	1.55	0.37	0.37	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
2022	2.00	2.00	1.48	0.31	0.31	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
2023	1.92	1.92	1.40	0.22	0.22	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
2024	1.83	1.83	1.32	0.21	0.21	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
2025	1.75	1.75	1.24	0.17	0.17	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
2026	1.64	1.64	1.16	0.17	0.17	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
2027	1.54	1.54	1.07	0.16	0.16	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
2028	1.45	1.45	1.00	0.16	0.16	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
2029	1.35	1.35	0.92	0.16	0.16	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
2030	1.25	1.25	0.84	0.16	0.16	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
2031	1.15	1.15	0.76	0.16	0.16	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
2032	1.05	1.05	0.68	0.16	0.16	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
2033	0.95	0.95	0.60	0.16	0.16	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
2034	0.85	0.85	0.52	0.16	0.16	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
2035	0.75	0.75	0.44	0.16	0.16	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
2036	0.65	0.65	0.36	0.16	0.16	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
2037	0.55	0.55	0.28	0.16	0.16	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
2038	0.45	0.45	0.20	0.16	0.16	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
2039	0.35	0.35	0.12	0.16	0.16	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
2040	0.25	0.25	0.04	0.16	0.16	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
2041	0.15	0.15	0.00	0.16	0.16	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
2042	0.05	0.05	0.00	0.16	0.16	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
2043	0.00	0.00	0.00	0.16	0.16	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
2044	0.00	0.00	0.00	0.16	0.16	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
2045	0.00	0.00	0.00	0.16	0.16	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
2046	0.00	0.00	0.00	0.16	0.16	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
2047	0.00	0.00	0.00	0.16	0.16	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
2048	0.00	0.00	0.00	0.16	0.16	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
2049	0.00	0.00	0.00	0.16	0.16	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
2050	0.00	0.00	0.00	0.16	0.16	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

ESTUDIO NACIONAL DE ENERGIA
EVALUACION SOCIAL DE LAS ALTERNATIVAS

COSTOS DE EXTRACCION DE CRUDOS

CUENCA: AGREGADO-PROMEDIO

RUBRO	AÑO										
	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	
ECCOPETROL											
EXPLORACION MON-NAL	276.3	276.3	339.9	226.2	276.3	326.3	565.1	274.3	515.6	453.0	0.0
EXPLORACION DIVISAS	1988.6	2020.2	2370.3	2028.8	2282.0	2227.5	2959.2	1637.5	2614.6	2392.1	0.0
DESARROLLO MON-NAL	382.7	741.7	740.4	744.4	1339.3	1911.8	1927.3	1847.6	1739.4	1613.1	0.0
DESARROLLO DIVISAS	1516.3	2938.5	2933.3	2948.3	5327.9	7620.2	7683.4	7369.5	6940.4	6435.0	0.0
PRODUCCION MON-NAL	0.0	0.0	44.3	112.9	200.4	278.1	403.5	549.7	711.4	843.5	0.0
PRODUCCION DIVISAS	0.0	0.0	177.4	451.7	801.6	1112.3	1614.2	2194.6	2845.5	3374.1	0.0
COMPRA CRUDOS											
COMPANIAS DIVISAS	0.0	0.0	1675.3	4316.3	7802.4	11201.8	16760.8	23173.0	30128.6	36040.5	0.0
COMPANIAS											
INGRESOS VENTAS	0.0	0.0	1675.3	4316.3	7802.4	11201.8	16760.8	23173.0	30128.6	36040.5	
COSTOS PARA IMPUESTOS	0.0	375.5	1034.1	1809.2	2702.7	3842.9	5340.1	6831.2	8295.7	9627.7	
IMPUESTOS	0.0	-195.3	333.4	1303.7	2651.9	3826.6	5938.7	8497.8	11353.1	13734.6	0.0
INVERSIONES ECOPETROL											
MONEDA NACIONAL	759.0	1018.0	1079.3	970.6	1615.6	2238.2	2492.4	2123.9	2255.1	2066.2	
DIVISAS	3504.8	4958.6	5303.6	4977.1	7609.9	9847.7	10642.6	9005.9	9555.0	8827.1	
FLUJO FINANCIERO ECOPETROL											
MONEDA NACIONAL	-759.0	-1018.0	-1123.7	-1083.5	-1816.0	-2516.2	-2896.0	-2672.6	-2966.4	-2909.7	
DIVISAS	-3504.8	-4958.6	-7156.3	-6745.1	-10213.9	-12161.7	-12901.7	-13477.6	-14252.0	-14824.6	

= 6820.7 - 5441.4 - 13562 - 18335.1 - 23028.9 - 25825.8 - 31175.9 - 34507

EVALUACION SOCIAL DE LAS ALTERNATIVAS

COSTOS DE EXTRACCION DE CRUDOS

CUENCA: AGREGADO-PROMEDIO

RUBRO	AÑO										
	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	
ECOPETROL											
EXPLORACION MON-NAL	565.7	453.0	565.7	453.0	565.7	503.1	565.7	729.8	615.2	791.9	3237.3
EXPLORACION DIVISAS	2799.3	2346.1	2799.3	2374.4	2827.6	2517.2	2776.9	3430.3	3031.0	3741.6	19656.7
DESARROLLO MON-NAL	1412.2	1200.2	1116.7	1184.2	1105.3	1038.4	994.8	1057.6	1126.9	1066.9	9557.8
DESARROLLO DIVISAS	5672.1	4784.9	4451.1	4721.5	4406.6	4139.6	3965.9	4212.9	4487.3	4249.0	38044.9
PRODUCCION MON-NAL	558.4	1042.1	1105.8	1137.5	1161.0	1177.1	1189.1	1194.4	1191.7	1197.5	3712.2
PRODUCCION DIVISAS	3623.5	4168.3	4423.1	4549.9	4643.9	4708.5	4756.5	4777.7	4767.0	4790.1	14848.8
COMPRA CRUDOS COMPANIAS DIVISAS	42529.3	48114.4	52433.3	55397.6	57642.1	59831.9	61679.2	63282.8	64486.4	65960.8	171588.3
VALOR RES. TERMINAL										135149.1	14010.6
COMPANIAS											
INGRESOS VENTAS	42529.3	48114.4	52433.3	55397.6	57642.1	59831.9	61679.2	63282.8	64486.4	65960.8	
COSTOS PARA IMPUESTOS	10827.5	11294.5	11600.1	11609.3	11517.2	11122.8	10488.8	9909.5	9378.6	8924.8	
IMPUESTOS	16484.5	19024.4	21233.3	22769.9	23988.0	25328.7	26619.0	27754.6	28656.1	29658.7	67821.8
INVERSIONES ECOPETROL											
MONEDA NACIONAL	1577.9	1653.3	1682.4	1637.3	1671.0	1541.5	1560.5	1786.4	1742.1	1858.8	
DIVISAS	8431.4	7131.0	7250.4	7096.0	7234.2	6656.7	6742.7	7643.2	7518.2	7990.6	
FLUJO FINANCIERO ECOPETROL											
MONEDA NACIONAL	-2976.7	-2695.3	-2788.1	-2774.7	-2831.9	-2718.6	-2749.7	-2280.8	-2933.8	-3056.4	
DIVISAS	-54794.2	-59413.7	-64106.8	-67043.4	-69520.1	-71197.1	-73178.4	-75703.6	-76771.6	-78741.4	
	-35307.3	-40319.3	-42823.5	-44233.5	-45535.1	-45885.4	-46557.4	-47749.9	-48115.5	-49087.7	
VALOR SOCIAL PRESENTE COSTOS (SIN CORRECCION TERMINAL)											219271.6

PRODUCCION ANUAL
CUENCA: AGREGADO-PROMEDIO

ANO	PRODUCCION PETR. PROM. ECCPETROL MMBL	PRODUCCION PETR. PESA. FCOPETROL MMBL	PRODUCCION GAS FCOPETROL MMBL	PRODUCCION PETR. PROM. COMPANIAS MMBL	PRODUCCION PETR. PESA. COMPANIAS MMBL	PRODUCCION GAS COMPANIAS MMBL	
1991	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	41.18
1992	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	41.55
1993	1.83	1.05	1.25	0.95	0.51	0.70	43.33
1994	4.71	2.63	3.24	2.44	1.26	1.84	44.22
1995	8.40	4.63	5.75	4.36	2.21	3.29	41.92
1996	11.74	6.78	8.12	6.19	3.09	4.66	35.39
1997	15.87	10.53	10.25	8.49	5.36	5.94	27.66
1998	20.01	15.63	12.05	10.74	8.33	6.09	19.14
1999	24.13	22.45	13.42	12.79	11.86	7.66	20.31
2000	27.14	28.09	14.12	14.25	14.96	7.96	19.27
2001	29.61	32.13	14.51	15.41	17.75	8.05	21.39
2002	31.33	36.88	14.68	16.19	19.80	8.05	20.04
2003	32.65	39.58	14.90	16.59	21.00	8.05	20.53
2004	33.28	40.86	15.04	16.63	21.40	8.04	19.41
2005	33.72	41.71	15.15	16.50	21.39	8.02	19.82
2006	33.97	42.33	15.27	16.33	21.32	8.00	17.73
2007	34.13	42.72	15.32	16.10	21.07	7.96	17.54
2008	34.12	42.89	15.30	15.79	20.72	7.89	18.51
2009	33.92	42.70	15.24	15.40	20.22	7.79	19.55
2000	33.93	42.84	15.20	15.06	19.86	7.67	19.29
2001	34.03	43.00	15.22	14.81	19.56	7.59	16.01
2002	33.57	42.74	14.83	14.24	19.05	7.27	15.74
2003	32.98	42.30	14.37	13.70	18.53	6.92	15.17
2004	32.25	41.61	13.94	13.13	17.97	6.55	14.51
2005	31.58	41.31	13.27	12.55	17.39	6.17	14.38
2006	30.42	39.85	12.70	11.79	16.31	5.81	14.45
2007	29.40	38.48	12.22	11.16	15.33	5.52	14.21
2008	28.50	37.24	11.84	10.63	14.41	5.32	13.52
2009	27.83	36.25	11.60	10.20	13.61	5.18	13.25
2010	27.12	35.21	11.32	9.79	12.85	5.04	13.00
2011	26.49	34.37	11.06	9.44	12.26	4.91	0.0
2012	25.88	33.63	10.77	9.17	11.84	4.77	0.0
2013	24.72	32.73	10.10	8.72	11.42	4.46	0.0
2014	23.12	31.48	9.18	8.15	10.96	4.05	0.0
2015	21.31	30.10	8.12	7.49	10.46	3.57	0.0
2016	19.69	28.51	7.18	6.92	10.06	3.14	0.0
2017	17.82	26.79	6.31	6.26	9.32	2.75	0.0
2018	15.88	24.20	5.51	5.58	8.41	2.39	0.0
2019	13.79	21.14	4.74	4.86	7.34	2.06	0.0
2020	11.92	18.44	4.04	4.19	6.37	1.75	0.0
2021	10.24	16.04	3.41	3.60	5.54	1.48	0.0
2022	8.76	13.89	2.88	3.08	4.79	1.25	0.0
2023	7.41	11.89	2.40	2.61	4.11	1.05	0.0
2024	6.25	10.20	1.98	2.20	3.51	0.86	0.0
2025	5.19	8.62	1.61	1.83	2.97	0.70	0.0
2026	4.24	7.19	1.27	1.50	2.49	0.56	0.0
2027	3.37	5.88	0.97	1.19	2.05	0.42	0.0
2028	2.60	4.72	0.75	0.92	1.65	0.30	0.0

ANO	PRODUCCION PETR.ROM. ECCPETROL MMBL	PRODUCCION FTF.PFEA. FCOPETROL MMBL	PRODUCCION GAS MMBL	PRODUCCION FTF.PROM. MMBL	PRODUCCION PETR.PROM. MMBL	PRODUCCION COMPANIAS MMBL	PRODUCCION GAS COMPANIAS MMBL
1991	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
1992	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
1993	1.06	0.64	1.11	0.85	0.45	0.62	0.62
1994	4.25	2.36	2.86	2.18	1.12	1.63	1.63
1995	7.54	4.14	5.12	3.88	1.95	2.90	2.90
1996	10.49	5.79	7.14	5.48	2.72	4.09	4.09
1997	14.08	5.22	9.02	7.47	4.65	5.19	5.19
1998	17.66	12.60	10.56	9.39	7.15	6.08	6.08
1999	21.19	15.21	11.71	11.12	10.10	6.65	6.65
2000	22.75	24.04	12.24	12.34	12.58	6.89	6.89
2001	25.84	27.27	12.56	13.30	15.30	6.94	6.94
2002	27.30	31.41	12.70	13.04	16.71	6.93	6.93
2003	28.40	32.69	12.94	14.24	17.70	6.90	6.90
2004	29.27	34.77	12.92	14.09	18.00	6.85	6.85
2005	29.46	36.01	13.01	13.92	17.92	6.75	6.75
2006	29.57	36.34	13.01	13.69	17.70	6.68	6.68
2007	29.64	36.47	12.95	13.40	17.40	6.59	6.59
2008	29.75	36.32	12.84	13.04	16.97	6.48	6.48
2009	29.33	36.44	12.75	12.72	16.65	6.35	6.35
2010	29.39	36.47	12.70	12.48	16.39	6.26	6.26
2011	28.04	36.25	12.37	11.95	15.95	5.95	5.95
2012	28.30	36.06	11.90	11.46	15.50	5.62	5.62
2013	27.80	35.72	11.40	10.95	15.02	5.29	5.29
2014	27.09	35.09	10.84	10.43	14.53	4.93	4.93
2015	26.05	32.64	10.32	9.74	12.62	4.61	4.61
2016	25.13	32.67	9.81	9.21	12.79	4.34	4.34
2017	24.32	31.62	9.50	8.74	12.01	4.16	4.16
2018	23.72	30.77	9.25	8.36	11.35	4.03	4.03
2019	23.07	29.16	8.94	8.00	10.70	3.90	3.90
2020	22.50	28.50	8.74	7.70	10.21	3.78	3.78
2021	21.95	28.52	8.48	7.48	9.86	3.66	3.66
2022	20.95	27.73	7.92	7.10	9.51	3.41	3.41
2023	19.56	26.64	7.15	6.63	9.12	3.09	3.09
2024	18.91	25.43	6.37	6.10	8.70	2.72	2.72
2025	16.62	24.40	5.62	5.64	8.37	2.39	2.39
2026	15.03	22.89	4.92	5.10	7.75	2.09	2.09
2027	13.30	20.39	4.30	4.55	7.00	1.82	1.82
2028	11.62	17.81	3.65	3.96	6.10	1.57	1.57
2029	10.04	15.63	3.14	3.41	5.30	1.33	1.33
2030	8.61	12.50	2.64	2.93	4.61	1.12	1.12
2031	7.36	11.40	2.23	2.51	3.98	0.95	0.95
2032	6.22	10.10	1.91	2.13	3.42	0.79	0.79
2033	5.25	8.87	1.53	1.79	2.92	0.65	0.65
2034	4.36	7.54	1.24	1.49	2.47	0.53	0.53
2035	3.55	6.03	0.98	1.22	2.07	0.42	0.42
2036	2.83	4.54	0.74	0.98	1.70	0.32	0.32
2037	2.18	3.05	0.54	0.76	1.37	0.23	0.23
2038	1.61	2.10	0.34	0.54	1.00	0.15	0.15
2039	1.11	1.11	0.16	0.30	0.43	0.08	0.08

CUENCA: AGRADO-PAJA
 PRECCION ANUAL

ESTUDIO NACIONAL DE ENERGIA
 MODELO DE EXPLORACION Y HALLAZGO DE HIDROCARBUROS

PRODUCCION ANUAL

CUENCA: AGREGADO-ALTA

ANO	PRODUCCION PETR. PRIV. ECCPETROL MMBL	PRODUCCION PETR. PESA. ECCPETROL MMBL	PRODUCCION GAS ECCPETROL MMBL	PRODUCCION PETR. PROM. COMPANIAS MMBL	PRODUCCION PETR. PESA. COMPANIAS MMBL	PRODUCCION GAS COMPANIAS MMBL
1981	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
1982	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
1983	2.00	1.16	1.36	1.04	0.57	0.78
1984	5.16	2.91	3.59	2.69	1.41	2.05
1985	9.26	5.13	6.46	4.84	2.48	3.68
1986	12.99	7.08	9.11	6.90	3.47	5.23
1987	17.65	11.63	11.56	9.51	6.07	6.69
1988	22.36	18.06	13.55	12.08	9.52	7.89
1989	27.06	25.60	15.14	14.45	13.62	8.67
1990	30.53	32.14	16.97	16.17	17.23	9.03
1991	33.38	38.00	16.45	17.52	20.40	9.16
1992	35.37	42.34	16.65	18.45	22.90	9.17
1993	36.89	45.47	16.95	18.94	24.31	9.20
1994	37.63	46.66	17.15	19.02	24.78	9.22
1995	38.17	47.94	17.40	18.90	24.79	9.25
1996	38.48	48.65	17.52	18.75	24.71	9.25
1997	38.69	49.10	17.65	18.51	24.43	9.24
1998	38.69	49.28	17.66	18.18	24.04	9.19
1999	38.49	49.08	17.63	17.77	23.47	9.10
2000	38.52	49.24	17.61	17.40	23.06	8.99
2001	38.68	49.43	17.68	17.14	22.73	8.92
2002	38.20	49.14	17.30	16.53	22.15	8.58
2003	37.58	48.64	16.96	15.94	21.55	8.22
2004	36.90	48.20	16.28	15.32	20.91	7.82
2005	36.06	47.52	15.68	14.68	20.26	7.40
2006	34.79	45.85	15.09	13.82	19.01	7.01
2007	33.67	44.28	14.59	13.12	17.88	6.70
2008	32.67	42.87	14.15	12.52	16.91	6.48
2009	31.95	41.74	13.94	12.03	15.88	6.33
2010	31.16	40.54	13.65	11.56	14.99	6.18
2011	30.47	39.58	13.38	11.17	14.31	6.04
2012	29.80	38.74	13.05	10.87	13.83	5.89
2013	28.49	37.73	12.26	10.34	13.34	5.51
2014	26.67	36.32	11.16	9.66	12.80	5.00
2015	24.60	34.76	9.86	8.88	12.21	4.41
2016	22.75	33.42	8.74	8.20	11.75	3.88
2017	20.62	30.69	7.69	7.42	10.89	3.40
2018	18.37	28.00	6.71	6.61	9.82	2.96
2019	15.97	24.68	5.79	5.76	8.57	2.56
2020	13.81	21.35	4.94	4.96	7.44	2.18
2021	11.86	18.88	4.16	4.27	6.47	1.84
2022	10.16	16.10	3.52	3.66	5.59	1.56
2023	8.60	13.79	2.91	3.10	4.80	1.31
2024	7.26	11.83	2.44	2.61	4.10	1.08
2025	6.03	10.00	1.98	2.17	3.48	0.87
2026	4.92	8.34	1.56	1.77	2.91	0.69
2027	3.92	6.83	1.19	1.41	2.39	0.52
2028	3.03	5.46	0.94	1.09	1.91	0.41

MANUAL PARA EL USO DEL PROGRAMA DEL MODELO DEL SECTOR DE
REFINACION.

CONSIDERACIONES GENERALES

Algunas consideraciones deben tenerse en cuenta para alimentar el modelo de expansión de refinerías y comercio exterior de derivados de petróleo. A continuación se dará una breve reseña sobre el modelo, dado que su desarrollo completo está descrito en el informe del ENE sobre el asunto.

1. Se busca expandir el sistema de refinación para minimizar el valor presente de los costos sociales. Para tal objetivo, se usa un modelo multiperíodico de programación dinámica que contiene una subrutina de programación lineal para optimizar la operación del sistema con la capacidad total expandida, en cada año. Del modelo resultan las capacidades y localizaciones de las nuevas refinerías que deben construirse y los años en que deben entrar en operación. De la subrutina lineal resulta al balance de comercio exterior (producción nacional, importaciones y exportaciones, para cada derivado y cada tipo de crudo considerado) y la distribución de los crudos a las refinerías.

2. Los costos considerados son los siguientes:

- Costos de inversión.
- Costos de transporte de los crudos a las refinerías.
- Costos de operación de las refinerías.
- Costos de crudos (los crudos nacionales están evalua-

dos según su costo de oportunidad y los importados según su precio CIF Cartagena).

- Costos de importación de productos, según precios CIF Cartagena.

A los costos debendeducirse los ingresos provecientes de la exportación de derivados (según precios FOB Cartagena). La fracción de los costos que se pague en moneda extranjera debe estar evaluada según el precio sombra de la divisa.

3. La expansión del sistema se hace basándose en los dos refinерías actuales, que no se modificarían, y 3 módulos que representan las refinерías nuevas: para tal propósito, se toma al módulo 1 como representante de una refinерía en los Llanos y la combinación lineal de los otros dos representan otra refinерía, cuya localización puede simularse. Los Módulos y las refinерías actuales poseen coeficientes fijos de insumo producto para cada derivado. Adicionalmente, los módulos deben tener una función de costos de inversión, dependiente de la capacidad diaria de Topping, tanto para construcciones nuevas como para expansiones.

4. Las refinерías nuevas pueden expandirse. Se supone que una nueva refinерía toma a lo sumo 5 años para ser construída y 3 años para ser expandida.

5. La refinерía de los Llanos (Módulo 1) solo acepta crudo de los Llanos, en tanto que los otros dos módulos y las actuales refinерías pueden ser alimentadas por todos los crudos disponibles, tanto nacionales como importados.

6. Dos categorías pueden ser utilizadas para caracterizar a los crudos de los Llanos (liviano y pesado). Sobre el resto de los crudos nacionales e importados no hay restricciones, excepto que la suma no debe exceder a 6.

7. La subrutina lineal que optimiza la operación año a año, contiene las siguientes restricciones:

- Para cada crudo nacional la suma de sus usos en cada refinería (o módulo) no puede exceder su oferta.
- La carga a cada módulo y cada refinería no puede exceder su capacidad.
- Para cada producto, la suma de la producción nacional (de las refinerías nuevas y actuales), más las importaciones, menos las exportaciones deben ser igual a la demanda.

Las variables son entonces, la carga de cada tipo de crudo a cada refinería o módulo.

INSTRUCCIONES PARA ALIMENTAR EL ARCHIVO DE DATOS

A continuación, se dará la lista de los datos que requiere el modelo de expansión de refinerías. El orden de la lista debe ser respetado estrictamente.

I DATOS CONCERNIENTES AL HORIZONTE DE PLANEAMIENTO

Tres datos se requieren:

1. Primer año del período de planeación.
2. Ultimo año del período de planeación
3. Primer año en que se considera posible una expansión $\frac{1}{}$.

En este orden, escríbalos en una tarjeta en formato 3I5.

II PARAMETROS ECONOMICOS GENERALES

Tres parámetros se requieren:

1. Tasa de descuento
2. Tasa sombra de la divisa
3. Tasa de cambio

En este orden, escríbalos en una tarjeta con formato 3F10.3.

$\frac{1}{}$ Este dato se refiere a la fecha más próxima en que una refinería nueva podría entrar en operación.

III

DATOS GENERALES

1. Número de crudos nacionales (denotado NCRUN).
2. Número de crudos importados (denotado NCRUI).
3. Número de módulos (denotado NMOD).
4. Número de refinerías actuales ²/_— (denotado NREF).
5. Número de productos refinados ³/_— (denotado NPROD).

En este orden, escríbalos en una tarjeta con formato 5I5.

NOTA: El dimensionamiento de los vectores y matrices requieren las siguientes restricciones:

$$2 \leq \underline{\text{NCRUN}} \leq 6$$

$$\underline{\text{NCRUT}} \leq 6$$

$$\text{NMOD} = 3$$

$$\underline{\text{NREF}} \leq 2$$

$$\underline{\text{NPROD}} \leq 6$$

Para introducir la siguiente información, es necesario ordenar los crudos, los módulos y refinerías y los productos.

Respecto a los crudos, debe tenerse en cuenta las siguientes consideraciones: los dos primeros deben ser los crudos

²/_— NCRUN + NCRUI = NCRUT denotará el número total de crudos y ~~NMOD~~ + NREF = NMR denotará el número total de módulos y refinerías.

³/_— Excluye el coke que pueda producirse.

de los Llanos (liviano y pesado), A continuación deben ordenarse el resto de los crudos nacionales y por último los importados. Como se ve, deben considerarse únicamente dos crudos de los Llanos pero no existen restricciones respecto a los otros crudos nacionales y los importados.

Los módulos y refinerías deben ordenarse en la siguiente forma: módulo 1 (el cual representa a la refinería de los Llanos) módulo 2, módulo 3, refinería 1, refinería 2, etc. Como se ve, solo tres módulos son aceptados por el programa, de los cuales el primero siempre representa a la refinería que se simula en los Llanos. Las refinerías actuales se sitúan al final.

Respecto a los productos no existen restricciones para su ordenamiento.

IV

COEFICIENTES DE INSUMO-PRODUCTO DE LOS MODULOS Y REFINERIAS
Cada módulo o refinería, para cada crudo, tiene un rendimiento (coeficiente) para cada uno de los productos. Para alimentar esta información se requieren NMRxNCRUT tarjetas con formato (NPROD)F10.3, ordenadas en la siguiente forma: Considere NMR bloques uno por cada módulo o refinería ordenados según la nota anterior. Cada bloque tendrá NCRUT tarjetas, una por cada crudo, ordenadas según el orden de los crudos. En cada

tarjeta estarán los coeficientes para todos los productos, correspondientes al módulo (o refinería) y al crudo, con formato (NPROD)F10.3.

V RENDIMIENTOS EN LA PRODUCCION DE COKE

Los módulos 1 y 3 están tratados en el programa para aceptar una unidad de coque. Por lo tanto se requiere alimentar al programa con los coeficientes de insumo-producto (toneladas de coke/barril de crudo) de estos dos módulos para cada crudo utilizado .

Use una tarjeta con formato (2+NCRUT)F10.4,, en la siguiente forma: primero escriba los rendimientos del módulo 1 para los 2 crudos de los Llanos, y a continuación, los correspondientes al módulo 3, para todos los crudos en su orden establecido.

VI COEFICIENTES DE LA FUNCION DE COSTO DE INVERSION DE LOS MODULOS

La función de costo de inversión de los módulos. La función de costo de inversión de cada módulo tiene la forma:

$$C = A Q^{.65}$$

donde:

C es el costo total de la inversión (en millones de dólares).

Q es la capacidad diaria de topping (en miles de barriles diarios).

A es un coeficiente constante que depende del módulo.

El programa requiere los valores de A para cada uno de los 3 módulos considerados. En el orden establecido para los módulos introduzca los valores de A mediante una tarjeta con formato 3F10.3.

VII DISTRIBUCION DE LA INVERSION DURANTE EL PERIODO DE CONSTRUCCION O AMPLIACION DE LAS NUEVAS REFINERIAS

Dado que la inversión se reparte a través del período de construcción (o ampliación) según ciertos porcentajes, es necesario llevar estos valores al año en que entra en operación la refinería, según la tasa de descuento, para obtener el costo de inversión en tal año. El programa requiere tales porcentajes para cada año de los 5 que toma la construcción de una nueva refinería y de los 3 que toma una ampliación ¹/₁. Para este propósito utilice una tarjeta, con formato 8F10.3, de la siguiente forma: escriba primero los porcentajes correspondientes a los 5 años para la construcción de una nueva refinería, empezando por el

¹/₁ Se supone que la distribución de la inversión es la misma para todos los módulos.

último año (5o.) 1/ hasta llegar al primero. A continuación escriba los porcentajes correspondientes a los 3 años de una ampliación, empezando, también por el último año (3o.).

VIII COSTOS DE TRANSPORTE

El programa requiere los costos de transporte de cada crudo a cada refineroa ó módulo. Para los crudos nacionales, es el costo de transporte del yacimiento a la refinera y para los crudos importados, del puerto de desembarco a la refinera.

Utilice NMR tarjetas con formato (NCRUT)F10.3 en la siguiente forma: cada tarjeta corresponde a un módulo o refinera, por lo cual deben estar ordenadas según el orden establecido para los módulos o refineras. En la tarjeta, los datos deben estar ordenados según el orden de los crudos.

IX PRECIOS CIF DE CRUDOS 2/

Se requieren precios CIF de cada crudo para cada año del período de planeamiento.

Utilice una tarjeta para cada año 3/ en la cual se escriban

1/ El último año se refiere al año en que termina la construcción.

2/ US\$/barril.

3/ Empiece con el primer año del período.

los precios CIF de los crudos, según el orden establecido para estos. En cada tarjeta use formato (NCRUT)F10.3.

X PRECIOS FOB DE LOS CRUDOS NACIONALES 1/.

Teniendo en cuenta que solo los crudos nacionales tienen precios FOB, utilice el mismo procedimiento utilizado para los precios CIF (numeral IX)

XI PRECIOS FOB DE PRODUCTOS 2/

Se requieren precios FOB de cada producto, para cada año del período de planeamiento.

Utilice una tarjeta para cada año 3/, en la cual se escriban los precios CIF de los productos según el orden establecido para estos. En cada tarjeta use formato (NPROD)F.10.3.

XII PRECIOS CIF DE PRODUCTOS 4/

Utilice el mismo procedimiento utilizado para los precios FOB (numeral XI).

1/ US\$ por barril

2/ US\$ por barril

3/ Empiece con el primer año del período.

4/ US\$ por barril.

XIII INGRESOS DE ECOPETROL POR VENTA DE LOS DERIVADOS

Se requieren los ingresos en pesos colombianos por barril, por la venta de cada uno de los derivados, en cada año. Tales ingresos por barril son iguales al precio, una vez deducidos el margen al mayorista y los impuestos (incluyendo el dedicado al fondo vial).

Utilice una tarjeta para cada año 1/, con los formato (NPROD)F10.3, escribiendo los datos en el orden establecido para los productos.

COSTOS DE OPERACION 2/

Se requieren los costos de operación de cada módulo y cada refinería solo del primer año, ya que el modelo calcula los valores para los otros años según un incremento del 1% anual en términos reales.

Utilice una tarjeta con formato (NMF)F10.3: escriba los datos según el orden establecido para los módulos y refinerías.

1/ Empiece con el primer año del período.

2/ US\$ por barril procesado.

XIV

PRECIOS DE COKE Y OTROS DATOS SOBRE COSTOS

1. Precio FOB de exportación del coke 1/ producido en el módulo 1, correspondiente al primer año.
2. Precio FOB de exportación del coke producido en el módulo 2/, correspondiente al primer año.
3. Tasa anual de incremento del precio del coke en el mercado internacional.
4. Precio 3/ pagado por Ecopetrol a las compañías por el crudo extraído en concesiones.
5. Fracción de los costos de inversión en moneda extranjera 4/.
6. Fracción de los costos de operación en moneda extranjera.
7. Fracción de los costos de transporte interno del crudo en moneda extranjera.

En este orden, escriba los datos en una tarjeta con formato 7F10.3.

1/ US\$/ton.

2/ La diferencia entre los dos precios del coke es básicamente el costo de transporte al puerto de embarque. Lo que se requiere es el precio FOB en el puerto menos el costo de transporte desde el sitio donde está localizado el módulo.

3/ US\$/barril.

4/ Estas fracciones deben escribirse como el decimal igual a porcentaje/100.

XIII DEMANDAS ANUALES DE DERIVADOS 1/

Utilice una tarjeta para cada año, con formato (NPROD)F10.3 escribiendo los datos en el orden establecido para los productos.

XIV OFERTAS ANUALES DE LOS CRUDOS NACIONALES 2/

Utilice una tarjeta para cada año, con formato (NCRUN)F10.3, escribiendo los datos en el orden establecido para los crudos.

XV CANTIDADES DE CRUDO PERTENECIENTE A ECOPETROL 3/

De la oferta total de cada uno de los crudos nacionales, mencionados arriba, parte pertenece a Ecopetrol y parte a la compañía. Aquí estamos requiriendo la parte perteneciente a Ecopetrol, discriminada por tipo de crudo.

Utilice una tarjeta para cada año, escribiendo las cantidades pertenecientes a Ecopetrol, en el orden establecido para los crudos.

En cada tarjeta use formato (NCRUN)F10.3.

XVI CANTIDADES DE CRUDO DE CONCESIONES PERTENECIENTES A LAS COMPAÑIAS 4/

1/ 10⁶ barriles

2/ 10⁶ barriles

3/ 10⁶ barriles

4/ 10⁶ barriles

Del crudo perteneciente a la compañía, parte es extraído según contratos de asociación y parte en concesiones. Se está requiriendo la última, discriminada por tipo de crudo. Utilice una tarjeta para cada año, escribiendo los datos según el orden de los crudos. En cada tarjeta use formatos (NCRUN) F10.3.

XVI

CAPACIDADES DE LOS MODULOS O REFINERIAS ^{1/}

1. Capacidad del módulo 1 ^{2/}.
2. Capacidad agregada de los módulos 2 y 3 ^{2/}
3. Capacidad de la refinería 1 ^{3/}
4. Capacidad de la refinería 2 ^{3/}
5. Capacidad máxima del módulo 1 para la primera expansión ^{4/}
6. Capacidad agregada máxima de los módulos 2 y 3 para la primera expansión.

En este orden, escríbalos en una tarjeta con formato 2I5, 2F10.3, 2I5

-
- ^{1/} Estas capacidades están dadas en miles de barriles diarios.
 - ^{2/} Es unavariante entera que puede tomar valores desde 0 con incrementos de 30 (equivalente a treinta mil barriles), esto es, 0,30,60,90..... El diseño actual del programa acepta hasta 190.000 barriles para el módulo 1 y hasta 300.000 para los módulos 2 y 3.
 - ^{3/} Es un parámetro real.
 - ^{4/} Tanto esta variable como la siguiente, son enteras. Sirven para controlar la expansión en el primer año.

Las capacidades del módulo 1 y la agregada de los módulos 2 y 3 son variables de control del programa. A través de ellas podemos limitar el crecimiento de las nuevas refinerías y simular diversas alternativas. Así, por ejemplo, si no se desea de antemano construir la refinería de los Llanos, basta con poner la capacidad del módulo 1 en cero. La otra refinería es la combinación de los módulos 2 y 3, así que se debe controlar su capacidad máxima agregando la de los módulos. Debido a que el tiempo de computación depende principalmente de estas dos variables, es importante ponerlas tan pequeñas como lo permitan las condiciones de la simulación, para efectos de ahorrar tiempo en la corrida.

Las capacidades de las refinerías ya instaladas son datos fijos. En el programa actual, la refinería 1 es Cartagena y la 2 es Barrancabermeja, las cuales se suponen no serían ampliadas durante el período de planeamiento. Si se desea introducir solo una refinería o ninguna, basta poner NREF = 1 ó NREF = 0, según el caso.

XVII INDICES PARA CONTROLAR IMPORTACIONES DE DERIVADOS

Cada derivado tiene un índice para indicar si es posible o no su importación. Tomará valor 1, cuando sea posible su importación y 0 (cero) en el caso contrario.

Escríbalos en una tarjeta con formato (NPROD) I5, en el orden asignado a los productos.

XVIII INDICES PARA CONTROLAR EXPORTACIONES DE DERIVADOS.

Como en el caso anterior, el índice tomará valor 1, cuando sea posible su exportación y 0, en el caso contrario. De nuevo, utilice una tarjeta con formato (NPROD)I5.

XIX

CRUDO UTILIZADO EN REFINERIAS PEQUEÑAS

En forma agregada, considere las cantidades de cada uno de los crudos utilizadas en las refinerías pequeñas. Para esto, utilice una tarjeta con formato (NCRUD)F10.3, escribiendo las cantidades en el orden asignado a los crudos.

XX

PRODUCCION DE DERIVADOS DE LAS REFINERIAS PEQUEÑAS

En forma agregada, considere la producción de cada derivado de las refinerías pequeñas 1/ Utilice una tarjeta con formato (NPROD)F10.3, escribiendo las cantidades en el orden asignado a los productos.

XXI

LIMITES SUPERIORES EN EL USO DE LOS CRUDOS POR LAS REFINERIAS ACTUALES

Las limitaciones, por razones técnicas o de localización, en el uso de los crudos por las refinerías ya instaladas deben especificarse. Para un crudo dado y una refinería, este límite es la capacidad máxima de la refinería para procesar el crudo si solo fuera alimentado con él 2/.

1/ La producción de GLP de las plantas de gas debe estar incluida aquí.

2/ En general, la capacidad de una refinería, cuando procesan crudos pesados, está por debajo de la normal. Estas limitaciones deben darse en millones de barriles anuales.

Utilice dos tarjetas, con formatos (NCRUT)F10.3. En la primera escriba las cotas de la refinería 1, para cada crudo, en su orden, y en la segunda las correspondientes a la refinería 2.

LISTA DE LECTURA DE DATOS DEL PROGRAMA

Como complemento, a continuacion se dara la lista de lectura de datos, tal como aparece en el programa.

READ(5, 5)NULANO, NPRANO, NPREXP

NULANO = ultimo ano del periodo de planeacion
NPRANO = primer ano del periodo de planeacion
NPREXP = primer ano para una expansion

NANOS=NULANO-PRANO+1
READ(5, 77)RO, TSDIV, TC

RO = tasa de descuento
TSDIV = tasa sombra de la divisa
TC = tasa de cambio

READ(5, 5)NCRUN, NCRUI, NMOD, NREF, NPROD

NCRUN = numero de crudos nacionales
NCRUI = numero de crudos importados
NMOD = numero de modulos
NREF = numero de refinarias actuales
NPROD = numero de productos

NCRUT=NCRUN+NCRUI

NMR=NMOD+NREF

DO 65 J=1, NMR

DO 65 I=1, NCRUT

65 READ(5, 77)(ETA(I, J, K), K=1, NPROD)

ETA(I, J, K) = coeficiente de insumo-producto de la refinaria J para producir el producto K, usando el crudo I.

READ(5, 2250)(ALFA1(K), K=1, 2), (ALFA3(K), K=1, NCRUT)

ALFA1(K) = rendimiento de coke del modulo 1, usando crudo K.

ALFA3(K) = rendimiento de coke del modulo 3, usando crudo K.

READ(5, 77) A11, A22, A33

A11 = coeficiente de la funcion de costos de inversion del modulo 1.
A22 = coeficiente de la funcion de costos de inversion del modulo 2.
A33 = coeficiente de la funcion de costos de inversion del modulo 3.

READ(5, 77) (S(I), I=1, 5), (T(I), I=1, 3)

S(I) = porcentajes segun los cuales se reparte la inversion durante los 5 anos que toma la construccion de una nueva refineria.
T(I) = porcentajes segun los cuales se reparte la inversion durante los 3 anos que toma la ampliacion de una refineria.

DO 130 L=1, NMR
130 READ(5, 77) (CTRAN(L, J), J=1, NCRUT)

CTRAN(L, J) = costo de transporte del crudo J al modulo o refineria L

NCRUN1=NCRUN+1
DO 131 I=1, NANOS
131 READ(5, 77) (PCIF(I, K), K=1, NCRUN), (PCRUD(I, K), K=NCRUN1, NCRUT)

PCIF(I, K) = precio CIF del crudo nacional K, correspondiente al ano I.
PCRUD(I, K) = precio CIF para los crudos importados

DO 2220 I=1, NANOS
2220 READ(5, 77) (PCRUD(I, K), K=1, NANOS)

PCRUD(I, K) = precio FOB del crudo nacional K, correspondiente al ano I.

DO 132 I=1, NANOS
132 READ(5, 77) (PIMP(I, J), J=1, NPROD)

PIMP(I, J) = precio de importacion del producto J, en el ano I

```
DO 2130 I=1, NANS
2130 READ(5, 77)(PEXP(I, J), J=1, NPROD)
```

PEXP(I, J) = precio de exportacion del producto J,
en el ano I.

```
DO 2080 I=1, NANS
2080 READ(5, 77)(PDER(I, K), K=1, NPROD)
```

PDER(I, K) = ingreso de ecopetrol por venta del
producto K, en el ano I.

```
READ(5, 77)(CO(K), K=1, NMR)
```

CO(K) = costo de operacion del modulo o refineria K.

```
READ(5, 77)PCOKE1, PCOKE3, TIPCOK, PCRCON, FCIDIV, FCOPTDI, FCTDIV
```

PCOKE1 = precio FOB del coke producido en el
modulo 1

PCOKE3 = precio FOB del coke producido en el
modulo 3.

TIPCOK = tasa de incremento del precio internacional
del coke.

PCRCON = precio pagado por ecopetrol a las companias
por el crudo de las concesiones.

FCIDIV = fraccion en divisa de los costos de inversion

FCOPTDI = fraccion en divisa de los costos de operacion

FCTDIV = fraccion en divisa de los costos de transp.
interno del crudo.

```
DO 2050 I=1, NANS
2050 READ(5, 77)(DEM(I, K), K=1, NPROD)
```

DEM(I, K) = demanda del producto K, en el ano I.

```
DO 2060 I=1, NANS
2060 READ(5, 77)(CRN(I, K), K=1, NCRUN)
```

CRN(I, K) = oferta del crudo nacional K, en el ano I.

DO 2070 I=1, NANS
2070 READ(5, 77) (CREC(I, K), K=1, NCRUN)

CREC(I, K) = cantidad del crudo K perteneciente a
ecopetrol en el año I.

DO 2140 I=1, NANS
2140 READ(5, 77) (CRCON(I, K), K=1, NCRUN)

CRCON(I, K) = cantidad del crudo K perteneciente a
las compañías, extraído en concesiones.

READ(5, 2090) K1MAX1, K23MAX, (CAPREF(K), K=1, NREF), K1PANO, K2PANO

K1MAX1 = capacidad máxima del módulo 1.
K23MAX = capacidad agregada máxima de los
módulos 2 y 3.
CAPREF(K) = capacidad de la refinería actual K.
K1PANO = capacidad máxima del módulo 1 para la
primera expansión.
K2PANO = capacidad agregada máxima de los módulos
2 y 3 para la primera expansión.

READ(5, 2550) (INDIMP(K), K=1, NPROD)
READ(5, 2550) (INDEXP(K), K=1, NPROD)

INDIMP(K) = 1 si el producto K puede ser importado.
0 si no puede ser importado.
INDEXP(K) = 1 si el producto K puede ser exportado.
0 si no puede ser exportado.

READ(5, 77) (CGOREF(K), K=1, NCRUT)

CGOREF(K) = cantidad del crudo K cargado a las refinerías
pequeñas.

READ(5, 77) (PROREF(K), K=1, NPROD)

PROREF(K) = cantidad del producto K, elaborado en
las refinerías pequeñas. En el caso de
GLP, en las plantas de gas.

```
READ(5, 77)(COTA(K), K=IN3, IN4)
READ(5, 77)(COTA(K), K=IN5, IN6)
```

COTA(K) = limites en la capacidad de procesamiento
de los crudos en las refinarias actuales.
el primer read se refiere a la refinaria 1
y el segundo a la refinaria 2.

FORMATOS USADOS PARA LECTURA

```
2550 FORMAT(6I5)
2090 FORMAT(2I5, 2F10.3, 2I5)
77 FORMAT(8F10.3)
5 FORMAT(5I5)
2250 FORMAT(8F10.4)
```

2000 1982 1990

2000	1982	1990			
4	1	3	2	5	
.12		.15		44.	
.456		.263		0.0	0.087 0.115
.343		.340		0.0	0.046 0.136
.456		.263		0.0	0.087 0.115
.343		.340		0.0	0.046 0.136
.445		.247		0.0	0.110 0.096
.542		.263		.000	0.087 0.000
.445		.340		.00	0.046 0.000
.542		.263		.000	0.087 0.000
.445		.340		.000	0.046 0.000
.517		.247		.000	0.110 0.000
.456		.263		0.0	0.087 0.115
.343		.340		0.0	0.046 0.136
.456		.263		0.0	0.087 0.115
.343		.340		0.0	0.046 0.136
.445		.247		0.0	0.110 0.096
.510		.080		.300	0.060 0.020
.450		.0		.460	0.0 0.050
.510		.080		.300	0.060 0.020
.450		.0		.460	0.0 0.050
.520		.070		.270	0.050 0.020
.420		.110		.220	0.040 0.020
.350		.060		.390	0.0 0.007
.420		.110		.220	0.040 0.020
.350		.060		.390	0.0 0.007
.460		.090		.170	0.070 0.020
.0131		.0202		.0131	.0202 .0131 .0202 .0108
32.623		26.355		23.531	
.05		.10		.20	.30 .35 .25 .35
1.37		1.37		4.00	4.00 4.00
1.93		1.93		1.37	1.37 1.80
1.93		1.93		1.37	1.37 1.80
1.96		1.96		1.92	1.92 0.66
1.85		1.85		0.09	0.09 1.29
27.09		24.09		27.09	24.09 28.29
27.51		24.51		27.51	24.51 28.71
27.94		24.94		27.94	24.94 29.14
28.38		25.38		28.38	25.38 29.58
28.82		25.82		28.82	25.82 30.02
29.27		26.27		29.27	26.27 30.47
29.73		26.73		29.73	26.73 30.93
30.20		27.20		30.20	27.20 31.40
30.67		27.67		30.67	27.67 31.87
31.95		28.95		31.95	28.95 33.15
33.27		30.27		33.27	30.27 34.47
34.65		31.65		34.65	31.65 35.85
36.08		33.08		36.08	33.08 37.28
37.57		34.57		37.57	34.57 38.77
39.12		36.12		39.12	36.12 40.32
40.73		37.73		40.73	37.73 41.93
42.41		39.41		42.41	39.41 43.61
44.16		41.16		44.16	41.16 45.36
45.07		42.07		45.07	42.07 47.17

24.42 24.84 25.27 25.71 26.15 26.60 27.06 27.53 28.00 29.28 30.60 31.98 33.41 34.90 36.45 38.06 39.74 41.49 43.30 33.09 33.63 34.23 34.74 35.30 35.87 36.47 37.05 37.68 39.09 40.56 42.00 43.69 45.33 47.05 48.82 50.68 52.59 54.59 32.21 32.75 33.35 33.86 34.42 34.99 35.59 36.17 36.79 37.42 38.20 39.68 41.12 42.81 44.45 46.17 47.94 49.80 51.71

21.42 21.84 22.27 22.71 23.15 23.60 24.06 24.53 25.00 26.28 27.60 28.98 30.41 31.90 33.45 35.06 36.74 38.49 40.30 33.70 34.25 34.82 35.39 35.97 36.56 37.17 37.79 38.42 39.85 41.34 42.89 44.49 46.16 47.90 49.69 51.57 53.51 55.53 32.70 33.25 33.82 34.29 34.97 35.56 36.17 36.79 37.42 38.84 40.34 41.89 43.49 45.16 46.90 48.69 50.57 52.51

24.42 24.84 25.27 25.71 26.15 26.60 27.06 27.53 28.00 29.28 30.60 31.98 33.41 34.90 36.45 38.06 39.74 41.49 43.30 21.54 21.76 21.98 22.28 22.43 22.65 22.88 23.11 23.33 24.34 25.41 26.52 27.67 28.87 30.12 31.43 32.79 34.22 35.69 20.41 20.63 20.85 21.15 21.30 21.52 21.75 21.98 22.20 23.20 24.28 25.32 26.54 27.74 28.99 30.30 31.66 33.08

21.42 24.84 22.27 22.71 23.15 23.60 24.06 24.53 25.00 26.28 27.60 28.98 30.41 31.90 33.45 35.06 36.74 38.49 40.30 30.51 30.98 31.46 31.96 32.45 32.96 33.48 34.01 34.55 35.88 37.28 38.73 40.23 41.79 43.42 45.11 46.87 48.70 50.59 29.57 30.04 30.52 31.02 31.51 32.02 32.54 33.07 33.61 34.93 36.34 37.79 39.29 40.85 42.48 44.17 45.93 47.74

17.38 17.60 17.82 18.05 18.27 18.49 18.72 18.95 19.17 20.18 21.25 22.36 23.51 24.71 25.96 27.27 28.63 30.06 31.53 16.74 16.96 17.18 17.41 17.63 17.85 18.08 18.31 18.53 19.53 20.61 21.72 22.87 24.07 25.32 26.63 27.99 29.45

53.71	54.53	34.56	49.65	30.89
905.1	997.5	640.5	988.3	590.1
943.7	1017.7	672.0	1022.7	607.3
983.6	1057.6	704.8	1078.1	624.5
1005.9	1079.8	738.8	1136.9	642.2
1029.4	1121.8	774.5	1198.3	660.7
1072.3	1146.2	811.9	1262.9	679.1
1115.9	1189.9	850.5	1331.0	679.6
1160.9	1234.8	890.8	1402.8	699.3
1188.6	1262.5	933.2	1478.0	719.0
1255.0	1328.9	958.9	1537.2	766.5
1323.4	1397.3	1004.6	1598.5	816.1
1375.5	1467.9	1052.9	1662.4	868.6
1430.5	1522.9	1102.9	1728.7	924.0
1525.0	1598.9	1155.0	1797.6	982.0
1585.1	1659.0	1209.6	1869.0	1024.8
1648.1	1740.5	1266.3	1943.3	1089.1
1750.6	1824.5	1325.5	2020.6	1156.7
1819.4	1911.8	1387.3	2100.4	1228.1
1909.7	1983.7	1451.5	2184.0	1302.8
.55	.55	.55	.55	.55
25.0	50.0	.01	3.83	.7
31.02	9.59	7.39	7.72	3.05
32.21	9.95	7.40	8.04	3.17
33.46	10.37	7.43	8.20	3.28
34.76	10.83	7.48	8.69	3.37
36.14	11.35	7.56	8.92	3.48
37.63	11.84	7.57	9.34	3.63
39.19	12.37	7.59	9.80	3.72
40.91	12.73	7.60	10.21	3.83
42.62	13.50	7.61	10.65	3.98
44.30	14.00	7.56	10.98	4.09
46.15	14.57	7.54	11.40	4.22
48.11	15.20	7.53	11.82	4.36
50.07	15.81	7.48	12.20	4.50
52.26	16.47	7.45	12.74	4.64
54.56	17.16	7.42	12.23	4.80
56.95	17.86	7.37	13.81	4.94
59.63	18.61	7.32	14.32	5.11
62.53	19.39	7.28	14.92	5.24
65.37	20.21	7.24	15.54	5.41
0.0	1.83	43.10	2.74	
0.0	1.83	41.91	6.12	
4.38	1.83	43.45	9.14	
4.38	7.30	49.96	13.78	
4.25	7.30	51.77	16.77	
5.53	11.13	53.91	19.36	
7.71	17.46	55.72	21.40	
10.65	25.94	56.75	22.97	
13.40	33.88	55.47	23.77	
16.10	41.22	55.45	24.26	
18.09	46.78	53.53	24.50	
19.36	50.45	51.18	24.73	
19.81	52.03	48.97	24.83	
19.95	52.81	47.21	24.89	
20.02	53.37	45.57	24.88	

Faint, illegible text from the reverse side of the page, appearing as bleed-through. Some words like "MAY", "JUN", "JUL", "AUG", "SEP", "OCT", "NOV", "DEC" are partially visible.

19.96	53.01	44.14	24.83
19.81	52.47	42.67	24.71
19.49	51.63	41.28	23.77
19.33	51.11	40.30	23.35
0.0	1.10	24.11	1.64
0.0	1.10	23.74	3.79
1.75	1.10	25.48	6.35
1.75	4.38	31.58	8.79
1.70	4.38	32.92	10.76
2.58	6.82	34.53	12.47
4.04	10.82	36.13	13.87
5.99	16.17	37.36	15.04
7.82	21.15	36.67	15.70
9.55	25.74	37.42	16.15
10.85	29.22	36.27	16.42
11.74	31.64	34.67	16.70
12.12	32.75	33.21	16.87
12.32	33.44	32.15	17.03
12.48	33.98	31.17	17.11
12.56	33.99	30.34	17.16
12.57	33.87	29.51	17.16
12.47	33.53	28.71	16.66
12.46	33.37	28.30	16.52
0.00	0.00	14.98	0.00
0.00	0.00	13.52	0.00
1.28	0.00	12.21	0.00
1.28	0.00	11.04	0.00
1.25	0.00	9.98	0.00
1.17	0.00	9.02	0.00
1.07	0.00	8.15	0.00
0.94	0.00	7.37	0.00
0.81	0.00	6.68	0.00
0.74	0.00	6.04	0.00
0.68	0.00	5.47	0.00
0.62	0.00	4.96	0.00
0.56	0.00	4.49	0.00
0.51	0.00	4.07	0.00
0.47	0.00	3.69	0.00
0.43	0.00	3.35	0.00
0.39	0.00	3.03	0.00
0.35	0.00	2.75	0.00
0.32	0.00	2.51	0.00
0.230	70.7	135.0	150.170
1	1	1	0
1	1	1	0
0	0	0	0
0.66	0	3.7	0
25.8	18.7	2.3	1.67
49.3	42.4	25.8	25.8
		49.3	49.3

10	10	10	10
20	20	20	20
30	30	30	30
40	40	40	40
50	50	50	50
60	60	60	60
70	70	70	70
80	80	80	80
90	90	90	90
00	00	00	00
10	10	10	10
20	20	20	20
30	30	30	30
40	40	40	40
50	50	50	50
60	60	60	60
70	70	70	70
80	80	80	80
90	90	90	90
00	00	00	00
10	10	10	10
20	20	20	20
30	30	30	30
40	40	40	40
50	50	50	50
60	60	60	60
70	70	70	70
80	80	80	80
90	90	90	90
00	00	00	00
10	10	10	10
20	20	20	20
30	30	30	30
40	40	40	40
50	50	50	50
60	60	60	60
70	70	70	70
80	80	80	80
90	90	90	90
00	00	00	00
10	10	10	10
20	20	20	20
30	30	30	30
40	40	40	40
50	50	50	50
60	60	60	60
70	70	70	70
80	80	80	80
90	90	90	90
00	00	00	00
10	10	10	10
20	20	20	20
30	30	30	30
40	40	40	40
50	50	50	50
60	60	60	60
70	70	70	70
80	80	80	80
90	90	90	90
00	00	00	00
10	10	10	10
20	20	20	20
30	30	30	30
40	40	40	40
50	50	50	50
60	60	60	60
70	70	70	70
80	80	80	80
90	90	90	90
00	00	00	00
10	10	10	10
20	20	20	20
30	30	30	30
40	40	40	40
50	50	50	50
60	60	60	60
70	70	70	70
80	80	80	80
90	90	90	90
00	00	00	00
10	10	10	10
20	20	20	20
30	30	30	30
40	40	40	40
50	50	50	50
60	60	60	60
70	70	70	70
80	80	80	80
90	90	90	90
00	00	00	00
10	10	10	10
20	20	20	20
30	30	30	30
40	40	40	40
50	50	50	50
60	60	60	60
70	70	70	70
80	80	80	80
90	90	90	90
00	00	00	00
10	10	10	10
20	20	20	20
30	30	30	30
40	40	40	40
50	50	50	50
60	60	60	60
70	70	70	70
80	80	80	80
90	90	90	90
00	00	00	00

RESULTADOS;

El listado de resultados contiene los siguientes cuadros:

1. CUADRO 1 : EXPANSION DE REFINERIAS

Este cuadro presenta las expansiones de cada uno de los módulos. Para cada año, muestra la capacidad adicional y la capacidad acumulada de cada módulo.

2. CUADRO 2 : FLUJO FINANCIERO

Los resultados reflejan los ingresos y costos, año por año, en pesos de 1979. La última columna recoge los valores presentes a Diciembre de 1981 de cada uno de los items.

En primer lugar se presentan los ingresos y egresos resultantes de la operación del sistema de refinación:

- COSTO DE INVERSION
 - MONEDA NACIONAL
 - DIVISA
- COSTO DE OPERACION
 - MONEDA NACIONAL
 - DIVISA
- COSTO TRANSPORTE DE CRUDO
 - MONEDA NACIONAL
 - DIVIDA
- IMPORTACION DE CRUDOS
- IMPORTACION DE DERIVADOS
- EXPORTACION DE CRUDOS
- EXPORTACION DE DERIVADOS

- TOTAL COSTOS

TOTAL COSTOS CON CORRECCION PRECIO SOMBRA DIVISA

" TOTAL COSTOS " Se calcula restandole a los costos (inversión + operación + transporte + importación crudos + importación derivados) los ingresos (exportación de crudos y derivados). Signo positivo significa egresos.

" TOTAL CON CORRECCION PRECIO SOMBRA DIVISA " se calcula corrigiendo la fracción en divisas de " TOTAL COSTOS " según la tasa sombra de la divisa.

A continuación viene

INGRESOS DE ECOPETROL :

VENTA DE DERIVADOS

Se refiere a los ingresos netos de Ecopetrol por la venta de derivados en el país.

Por último, se presenta el flujo financiero neto de Ecopetrol, discriminado en moneda nacional y divisa.

FLUJO FINANCIERO NETO DE ECOPETROL
MONEDA NACIONAL
DIVISA

Tales datos se obtiene restando algebraicamente
VENTA DE DERIVADOS - TOTAL COSTOS.

3. CUADRO 3 : CARGAS DE CRUDOS A REFINERIAS

Por cada refineria (nuevas y actuales) hay una tabla que contiene, para cada año, la cantidad de cada crudo - que debe alimentarla y el total.

4. CUADRO 4 : USOS Y PRODUCCIONES DE CRUDOS

Para cada crudo hay una tabla que muestra, en cada año, la forma en que se distribuye a las refineries y la oferta del crudo, así :

CARGA A REFINERIAS

AÑO	REF.LLANOS	REF.CENTRO	CARTG.	BARRANCA	TOTAL	PRODUCCION
-----	------------	------------	--------	----------	-------	------------

Al final hay una tabla que resume el uso de todos los crudos tomados conjuntamente :

TOTAL USOS Y PRODUCCION DE CRUDOS

AÑO	TOTAL CRUDO USADO	TOTAL PRODUCCION
-----	----------------------	---------------------

5. CUADRO 5 : PRODUCCION DE DERIVADOS

Para cada derivado hay una tabla que trae la siguiente información :

PRODUCCION NACIONAL

AÑO	DEMANDA	REF.1	REF.2	CART.	BARR.	TOTAL	IMPOR.	EXPOR.
-----	---------	-------	-------	-------	-------	-------	--------	--------

6. RESUMEN :

El resumen contiene el valor de la función objetivo, discriminado en costos variables, costos de inversión, - costos totales. Adicionalmente, se presentan 2 tablas, - una para importaciones y otra para exportaciones, que resumen, en cada año, el balance de comercio exterior de - derivados y crudo.

Cuadro 1

EXPANSION DE REFINERIAS

UNIDAD: MBBL/DIA

CAPACIDAD ADICIONADA

CAPACIDAD ACUMULADA

AÑO	CAPACIDAD ADICIONADA				CAPACIDAD ACUMULADA			
	MOD. 1	MOD. 2	MOD. 3	TOTAL	MOD. 1	MOD. 2	MOD. 3	TOTAL
1990	0	140	30	170	0	140	30	170
1991	0	0	0	0	0	140	30	170
1992	0	0	60	60	0	140	90	230
1993	0	0	0	0	0	140	90	230
1994	0	0	0	0	0	140	90	230
1995	0	0	0	0	0	140	90	230
1996	0	0	0	0	0	140	90	230
1997	0	0	0	0	0	140	90	230
1998	0	0	0	0	0	140	90	230
1999	0	0	0	0	0	140	90	230
2000	0	0	0	0	0	140	90	230

NOTA: MODULOS 2 Y 3 CONFORMAN UNA REFINERIA, MIENTRAS QUE EL MODULO 1, POR SI SOLO, CONFORMA LA REFINERIA EN LOS LLANOS

CUADRO 2

COSTOS SOCIALES DE LA PRODUCCION DE DERIVADOS

MILLONES DE PESOS DE DICIEMBRE DE 1979

	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990
COSTO DE INVERSION	0.00	0.00	0.00	12383.71	11471.75	7647.84	3923.92	5864.35	3458.34
MONEDA NAL	0.00	0.00	0.00	4015.11	3441.53	2294.35	1147.18	1759.30	1037.50
DIVISA	0.00	0.00	0.00	8368.60	8030.22	5353.49	2676.74	4105.04	2420.84
COSTO DE OPERACION	1635.25	1651.60	1668.12	1684.80	1701.65	1718.67	1735.85	1753.21	3234.17
MONEDA NAL	327.05	330.32	333.62	336.96	340.33	343.73	347.17	350.64	646.83
DIVISA	1308.20	1321.28	1334.50	1347.84	1361.32	1374.93	1388.68	1402.57	2587.33
COSTO TRANSP. CRUDOS	195.83	202.88	371.83	770.04	1127.49	1176.98	1607.87	1494.42	2640.53
MONEDA NAL	177.15	183.49	334.65	693.04	1014.74	1059.28	1447.08	1344.97	2376.47
DIVISA	18.68	19.39	37.18	77.00	112.75	117.70	160.79	149.44	264.05
IMPORT DE CRUDOS	29379.34	27049.02	15991.64	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	837.76
IMPORT DE DERIVADOS	13274.65	17474.96	21701.28	22606.12	33632.62	37027.69	42973.05	48479.16	8394.56
EXP CRUDO COMPANIAS	0.02	0.02	0.03	5179.17	11181.40	21758.35	34585.66	52727.82	0.09
EXPORT DE DERIVADOS	10390.59	11096.33	11236.15	12298.06	14398.03	13848.23	14318.56	14728.09	48754.61
TOTAL COSTOS	31093.43	35283.13	27846.70	25367.44	22354.08	11964.59	836.48	-9664.78	-30189.35
TOTAL CON CORRECC									
PRECIO SEMBRA DIV	2131.16	40498.52	31923.44	28415.79	24987.70	13204.67	520.74	-11632.73	-35226.88
INGRESOS DE ECOPEPETROL									
VENTA DE DERIVADOS	50923.98	54839.98	59517.91	64126.86	69000.52	74927.91	81152.50	88327.53	54905.09
FLUJO FINANCIERO									
NETO DE ECOPEPETROL	16933.49	19555.84	31671.21	38759.41	46646.43	62863.30	80316.00	97992.07	125094.44
MONEDA NAL	50427.78	54225.16	59349.64	59081.74	64203.91	71130.53	78211.06	84872.41	90844.28
DIVISA	-23591.29	-34769.32	-27178.43	-20322.33	-17557.48	-8267.22	2104.95	13119.70	34250.16

CUADRO 2 (CONT.)

	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	VALOR PRESENTE
COSTO DE INVERSIÓN	2470.24	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	24459.61
MONEDA NAL	741.07	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	7946.8
DIVISA	1729.17	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	16542.7
COSTO DE OPERACIÓN	3246.51	3721.07	3834.42	3870.58	3887.80	3898.30	3893.91	3892.19	3966.58	4056.22	16220.52
MONEDA NAL	253.30	744.21	766.88	774.12	777.56	779.66	776.78	776.44	793.32	811.26	3644.1
DIVISA	2913.21	2976.85	3067.53	3096.46	3110.24	3118.64	3107.12	3105.75	3173.26	3245.06	14576.4
COSTO TRANSF. CRUDOS	3199.82	4450.42	4706.37	4740.40	4730.77	4703.01	4625.27	4567.86	4071.85	4061.87	14248.55
MONEDA NAL	2279.84	4005.38	4235.73	4266.26	4257.69	4232.71	4162.74	4111.07	3664.66	3655.67	12923.7
DIVISA	319.98	445.04	470.64	474.04	473.08	470.30	462.53	456.79	407.18	406.19	1424.8
IMPORT DE CRUDOS	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1632.72	11836.47	20216.52	67311.92
IMPORT DE DERIVADOS	10401.24	9247.62	10663.20	12145.47	14199.02	17248.25	28069.25	39184.64	47233.84	56473.84	190432.25
EXP. CRUDO COMPANIAS	15933.50	0.07	0.09	0.13	0.12	0.14	0.13	0.13	0.13	0.15	65705.45
EXPORT DE DERIVADOS	48758.91	62722.73	63314.64	59340.05	53573.55	47416.45	46160.97	44894.69	44816.45	44949.95	198922.47
TOTAL COSTOS	10348.91	44703.70	44110.76	39583.73	30756.09	21567.04	9582.68	4372.79	22292.15	39858.44	52074.84
TOTAL CON CORRECC											
PRECIO SOMERA DIV	17042.35	52121.69	51477.77	45127.37	36124.80	25553.95	11761.01	4295.59	24967.28	45167.15	56223.89
INGRESOS DE ECOMETROL											
VENTA DE DERIVADOS	104172.41	116185.89	126193.22	137080.00	151658.56	164791.84	179571.84	197945.63	216146.88	236813.47	700164.13
FLUJO FINANCIERO											
NETO DE ECOMETROL	144921.28	160889.56	170309.94	175663.69	182414.59	186358.84	189154.50	193572.76	193854.69	196755.00	648089.13
MONEDA NAL	79878.19	111436.50	121190.59	132039.50	146623.28	159779.47	174632.31	193058.09	211688.88	232346.50	675749.3
DIVISA	44623.12	49453.28	49113.36	43624.20	35791.34	26579.40	14522.20	514.72	17834.18	35391.49	27660.2

CARCA DE CRUDOS A REFINERIA DEL CENTRO

UNIDAD: MMBBL/AÑO

AÑO	LIV. LLANOS	PES LLANOS	LIV OTROS	PES OTROS	IMPORTADO	TOTAL
1982	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
1983	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
1984	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
1985	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
1986	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
1987	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
1988	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
1989	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
1990	0.00	33.37	0.00	22.47	0.00	55.84
1991	0.00	31.16	0.00	21.68	0.00	52.84
1992	0.00	46.78	0.35	24.50	0.00	71.63
1993	0.00	50.45	0.00	24.00	0.00	74.45
1994	0.00	52.03	0.00	22.34	0.00	74.37
1995	0.00	52.81	0.00	20.78	0.00	73.59
1996	0.00	53.37	0.00	19.20	0.00	72.57
1997	0.00	53.01	0.00	17.66	0.00	70.67
1998	0.00	52.47	0.00	16.77	0.00	69.24
1999	0.00	51.63	0.00	19.20	0.00	70.83
2000	0.00	51.11	0.00	21.45	0.00	72.56

CARGA DE CRUDOS A CARTAGENA

UNIDAD: MMBBL/AÑO

ANO	LIV LLANOS	FES LLANOS	LIV OTROS	FES OTROS	IMPORTADO	TOTAL
1982	0.00	1.83	0.00	0.00	21.39	23.22
1983	0.00	1.83	0.00	0.00	21.39	23.22
1984	4.28	1.83	4.54	0.00	12.47	23.22
1985	4.28	7.30	11.54	0.00	0.00	23.22
1986	4.25	7.30	11.67	0.00	0.00	23.22
1987	5.33	0.00	17.69	0.00	0.00	23.22
1988	7.71	0.00	15.51	0.00	0.00	23.22
1989	0.00	0.00	23.22	0.00	0.00	23.22
1990	13.40	0.51	8.72	0.00	0.60	23.22
1991	15.10	7.06	0.07	0.00	0.00	23.22
1992	18.09	0.00	5.13	0.00	0.00	23.22
1993	18.34	0.00	3.86	0.00	0.00	23.22
1994	19.81	0.00	3.41	0.00	0.00	23.22
1995	19.53	0.00	3.27	0.00	0.00	23.22
1996	20.02	0.00	3.20	0.00	0.00	23.22
1997	19.74	0.00	3.26	0.00	0.00	23.22
1998	17.81	0.00	3.41	0.00	0.00	23.22
1999	17.17	0.00	3.73	0.00	0.00	23.22
2000	18.23	0.00	3.99	0.00	0.00	23.22

CUADRO 3 (CONT.)

CARGA DE CRUDOS A BARRANCABERMEJA

UNIDAD: MMSBL/ANO

ANO	LIV LLANOS	PES LLANOS	LIV OTROS	PES OTROS	IMPORTADO	TOTAL
1982	0.00	0.00	37.40	2.74	2.21	44.35
1983	0.00	0.00	38.21	6.12	0.02	44.35
1984	0.00	0.00	35.21	9.14	0.00	44.35
1985	0.00	0.00	30.57	13.78	0.00	44.35
1986	0.00	0.00	27.58	16.77	0.00	44.35
1987	0.00	0.00	24.95	19.36	0.00	44.35
1988	0.00	0.00	22.95	21.40	0.00	44.35
1989	0.00	0.00	21.38	22.97	0.00	44.35
1990	0.00	0.00	43.05	1.30	0.00	44.35
1991	0.00	0.00	41.77	2.58	0.00	44.35
1992	0.00	0.00	44.35	0.00	0.00	44.35
1993	0.00	0.00	43.62	0.73	0.00	44.35
1994	0.00	0.00	41.56	2.49	0.00	44.35
1995	0.00	0.00	40.24	4.11	0.00	44.35
1996	0.00	0.00	38.67	5.68	0.00	44.35
1997	0.00	0.00	37.18	7.17	0.00	44.35
1998	0.00	0.00	35.56	7.94	0.85	44.35
1999	0.00	0.00	33.03	4.57	5.93	44.35
2000	0.00	0.00	32.71	1.90	7.74	44.35

ANÁLISIS DE IMPACTO AMBIENTAL (CANTON LLAÑO)

UNIDAD: MMDBL AL AÑO

CRUDO CARGADO AL MODULO

AÑO	MATERIAL LIVIANO		MATERIAL PESADO		IMPORTADO		CARGA TOTAL
	CANT.	%	CANT.	%	CANT.	%	
1990	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
1991	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
1992	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
1993	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
1994	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
1995	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
1996	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
1997	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
1998	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
1999	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
2000	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	

UNIDAD: MMBBL AL AÑO

CRUDO CARGADO AL MÓDULO

AÑO	NAL. LIVIANO		NAL. PESADO		IMPORTADO		CARGA TOTAL
	CANT.	%	CANT.	%	CANT.	%	
1990	0.0	0.0	46.0	100.0	0.0	0.0	46.0
1991	0.0	0.0	45.0	100.0	0.0	0.0	45.0
1992	0.0	0.0	46.0	100.0	0.0	0.0	46.0
1993	0.0	0.0	46.0	100.0	0.0	0.0	46.0
1994	0.0	0.0	46.0	100.0	0.0	0.0	46.0
1995	0.0	0.0	46.0	100.0	0.0	0.0	46.0
1996	0.0	0.0	45.0	100.0	0.0	0.0	45.0
1997	0.0	0.0	46.0	100.0	0.0	0.0	46.0
1998	0.0	0.0	46.0	100.0	0.0	0.0	46.0
1999	0.0	0.0	46.0	100.0	0.0	0.0	46.0
2000	0.0	0.0	46.0	100.0	0.0	0.0	46.0

UNIDAD: MMBEL AL AÑO

CRUDO CARGADO AL MÓDULO

AÑO	NAL LIVIANO		NAL PESADO		IMPORTADO		CARGA TOTAL
	CANT	%	CANT	%	CANT	%	
1990	0.0	0.0	9.9	100.0	0.0	0.0	9.9
1991	0.0	0.0	9.9	100.0	0.0	0.0	9.9
1992	0.3	1.4	25.3	98.6	0.0	0.0	25.6
1993	0.0	0.0	28.5	100.0	0.0	0.0	28.5
1994	0.0	0.0	28.4	100.0	0.0	0.0	28.4
1995	0.0	0.0	27.6	100.0	0.0	0.0	27.6
1996	0.0	0.0	26.6	100.0	0.0	0.0	26.6
1997	0.0	0.0	24.7	100.0	0.0	0.0	24.7
1998	0.0	0.0	23.2	100.0	0.0	0.0	23.2
1999	0.0	0.0	24.8	100.0	0.0	0.0	24.8
2000	0.0	0.0	26.6	100.0	0.0	0.0	26.6

CUADRO 5

USOS Y PRODUCCION DE CRUDOS

CRUDO LIVIANO DE LOS LLANOS

UNIDAD: MMBBL/ANO

CARGA A REFINERIAS

ANO	REF LLANOS	REF CENTRO	CARTAGENA	BARRANCA	TOTAL	PRODUCCION
1982	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
1983	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
1984	0.00	0.00	4.38	0.00	4.38	4.38
1985	0.00	0.00	4.38	0.00	4.38	4.38
1986	0.00	0.00	4.23	0.00	4.23	4.23
1987	0.00	0.00	5.53	0.00	5.53	5.53
1988	0.00	0.00	7.71	0.00	7.71	7.71
1989	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	10.65
1990	0.00	0.00	13.40	0.00	13.40	13.40
1991	0.00	0.00	16.10	0.00	16.10	16.10
1992	0.00	0.00	18.09	0.00	18.09	18.09
1993	0.00	0.00	19.36	0.00	19.36	19.36
1994	0.00	0.00	19.81	0.00	19.81	19.81
1995	0.00	0.00	19.95	0.00	19.95	19.95
1996	0.00	0.00	20.02	0.00	20.02	20.02
1997	0.00	0.00	19.96	0.00	19.96	19.96
1998	0.00	0.00	19.81	0.00	19.81	19.81
1999	0.00	0.00	19.49	0.00	19.49	19.49
2000	0.00	0.00	19.33	0.00	19.33	19.33

CUADRO 5 (CONT.)

USOS Y PRODUCCION DE CRUDOS

CRUDO PESADO DE LOS LLANOS

UNIDAD: MMBBL/AÑO

CARGA A REFINERIAS

AÑO	REF. LLANOS	REF. CENTRO	CARTAGENA	BARRANCA	TOTAL	PRODUCCION
1982	0.00	0.00	1.83	0.00	1.83	1.83
1983	0.00	0.00	1.83	0.00	1.83	1.83
1984	0.00	0.00	1.83	0.00	1.83	1.83
1985	0.00	0.00	7.30	0.00	7.30	7.30
1986	0.00	0.00	7.30	0.00	7.30	7.30
1987	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	11.13
1988	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	17.46
1989	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	25.94
1990	0.00	33.37	0.51	0.00	33.88	33.88
1991	0.00	34.16	7.06	0.00	41.22	41.22
1992	0.00	46.78	0.00	0.00	46.78	46.78
1993	0.00	50.45	0.00	0.00	50.45	50.45
1994	0.00	52.03	0.00	0.00	52.03	52.03
1995	0.00	52.81	0.00	0.00	52.81	52.81
1996	0.00	53.37	0.00	0.00	53.37	53.37
1997	0.00	53.01	0.00	0.00	53.01	53.01
1998	0.00	52.47	0.00	0.00	52.47	52.47
1999	0.00	51.63	0.00	0.00	51.63	51.63
2000	0.00	51.11	0.00	0.00	51.11	51.11

ESTADÍSTICAS DE LA INDUSTRIA

CUADRO 3 (CONT.)

CRUDOS LIVIANOS DEL RESTO DEL PAIS

USOS Y PRODUCCION DE CRUDOS

UNIDAD: MMBBL/AÑO

CARGA A REFINERIAS

AÑO	REF LLANOS	REF CENTRO	CARTAGENA	BARRANCA	TOTAL	PRODUCCION
1982	0.00	0.00	0.00	39.40	39.40	43.10
1983	0.00	0.00	0.00	38.21	38.21	41.91
1984	0.00	0.00	4.54	35.21	39.75	43.45
1985	0.00	0.00	11.54	30.57	42.11	49.96
1986	0.00	0.00	11.67	27.58	39.25	51.77
1987	0.00	0.00	17.69	24.99	42.68	53.91
1988	0.00	0.00	15.51	22.95	38.46	53.72
1989	0.00	0.00	23.22	21.38	44.60	56.75
1990	0.00	0.00	8.72	43.05	51.77	55.47
1991	0.00	0.00	0.07	41.77	41.84	55.45
1992	0.00	0.05	5.13	44.35	49.53	53.53
1993	0.00	0.00	3.86	43.62	47.48	51.13
1994	0.00	0.00	3.41	41.86	45.27	48.97
1995	0.00	0.00	3.27	40.24	43.51	47.21
1996	0.00	0.00	3.20	38.67	41.87	45.57
1997	0.00	0.00	3.26	37.18	40.44	44.14
1998	0.00	0.00	3.41	35.56	38.97	42.67
1999	0.00	0.00	3.73	33.85	37.58	41.71
2000	0.00	0.00	3.07	32.71	36.60	40.30

CRUDOS PESADOS DEL RESTO DEL PAIS

USOS Y PRODUCCION DE CRUDOS

UNIDAD: MMBBL/ANO

CARGA A REFINERIAS

ANO	REF. LLANOS	REF. CENTRO	CARTAGENA	BARRANCA	TOTAL	PRODUCCION
1982	0.00	0.00	0.00	2.74	2.74	2.74
1983	0.00	0.00	0.00	6.12	6.12	6.12
1984	0.00	0.00	0.00	9.14	9.14	9.14
1985	0.00	0.00	0.00	13.78	13.78	13.78
1986	0.00	0.00	0.00	16.77	16.77	16.77
1987	0.00	0.00	0.00	19.36	19.36	19.36
1988	0.00	0.00	0.00	21.40	21.40	21.40
1989	0.00	0.00	0.00	22.97	22.97	22.97
1990	0.00	22.47	0.00	1.30	23.77	23.77
1991	0.00	21.68	0.00	2.59	24.26	24.26
1992	0.00	24.50	0.00	0.00	24.50	24.50
1993	0.00	24.00	0.00	0.73	24.73	24.73
1994	0.00	22.34	0.00	2.49	24.83	24.83
1995	0.00	20.78	0.00	4.11	24.89	24.89
1996	0.00	19.20	0.00	5.69	24.89	24.89
1997	0.00	17.66	0.00	7.17	24.83	24.83
1998	0.00	16.77	0.00	7.94	24.71	24.71
1999	0.00	19.20	0.00	4.57	23.77	23.77
2000	0.00	21.45	0.00	1.90	23.35	23.35

CUADRO 3 (CONT.)

CRUDO IMPORTADO

USOS Y PRODUCCION DE CRUDOS

UNIDAD: MMBBL/AÑO

CARGA A REFINERIAS

ANO	REF LLAÑOS	REF CENTRO	CARTAGENA	BARRANCA	TOTAL	PRODUCCION
1982	0.00	0.00	21.39	2.21	23.60	0.00
1983	0.00	0.00	21.39	0.02	21.41	0.00
1984	0.00	0.00	12.47	0.00	12.47	0.00
1985	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
1986	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
1987	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
1988	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
1989	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
1990	0.00	0.00	0.60	0.00	0.60	0.00
1991	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
1992	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
1993	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
1994	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
1995	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
1996	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
1997	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
1998	0.00	0.00	0.00	0.85	0.85	0.00
1999	0.00	0.00	0.00	5.73	5.73	0.00
2000	0.00	0.00	0.00	9.74	9.74	0.00

TOTAL USOS Y PRODUCCION DE CRUDOS

UNIDAD: MMBBL/AÑO

ANO	TOTAL CRUDO USADO	TOTAL PRODUCCION
1982	71.27	47.67
1983	71.27	47.86
1984	71.27	58.80
1985	71.27	75.42
1986	71.27	80.09
1987	71.27	89.93
1988	71.27	102.29
1989	71.27	116.31
1990	127.12	126.52
1991	127.12	137.03
1992	142.90	142.90
1993	145.72	145.72
1994	145.64	145.64
1995	144.86	144.86
1996	143.84	143.84
1997	141.94	141.94
1998	140.51	139.66
1999	142.10	126.17
2000	143.82	134.07

CUADRO 6

PRODUCCION DE DERIVADOS

PRODUCTO: GASOLINA

UNIDAD: MMBBL/AÑO

AÑO	DEMANDA	PRODUCCION NACIONAL					IMPORTACIONES		EXPORTACIONES	
		REF1	REF2	CART	BARR	TOTAL	CANT	VALOR	CANT	VALOR
1982	32.8	0.0	0.0	11.9	18.5	30.5	1.1	33.7	0.0	0.0
1983	33.8	0.0	0.0	11.9	18.2	30.1	2.8	79.5	0.0	0.0
1984	35.0	0.0	0.0	11.9	19.0	29.8	4.5	116.1	0.0	0.0
1985	36.6	0.0	0.0	11.4	17.7	29.1	6.9	160.1	0.0	0.0
1986	38.0	0.0	0.0	11.4	17.5	28.9	8.5	179.1	0.0	0.0
1987	39.7	0.0	0.0	11.8	17.3	29.1	9.9	191.1	0.0	0.0
1988	41.5	0.0	0.0	11.8	17.1	29.0	11.9	207.4	0.0	0.0
1989	43.5	0.0	0.0	11.8	17.0	28.9	14.0	221.7	0.0	0.0
1990	45.6	0.0	23.9	11.8	18.5	53.9	0.0	0.0	5.0	126.0
1991	47.9	0.0	23.5	11.4	18.4	53.4	0.0	0.0	6.5	24.6
1992	49.8	0.0	29.0	11.8	18.6	59.4	0.0	0.0	10.3	123.8
1993	52.1	0.0	29.9	11.8	18.6	60.3	0.0	0.0	8.9	59.1
1994	54.7	0.0	29.9	11.8	18.5	60.2	0.0	0.0	6.1	63.3
1995	57.5	0.0	27.6	11.8	18.3	59.3	0.0	0.0	3.0	28.4
1996	60.9	0.0	25.3	11.8	18.2	59.3	0.5	4.3	0.0	0.0
1997	63.6	0.0	23.6	11.8	18.1	59.6	4.4	36.9	0.0	0.0
1998	66.7	0.0	20.1	11.8	18.1	59.1	8.2	61.2	0.0	0.0
1999	71.1	0.0	20.7	11.8	18.5	59.1	10.7	77.4	0.0	0.0
2000	74.1	0.0	20.3	11.9	18.7	60.0	13.5	90.4	0.0	0.0

NOTA: LAS REFINERIAS PEQUEÑAS PRODUCEN EN TOTAL 0.6% CANTIDAD QUE DEBE SUMARSE A LA PRODUCCION DE LAS OTRAS REFINERIAS PARA EQUILIBRAR DEMANDA, PRODUCCION Y COMERCIO EXTERIOR

UNIDAD: MMBBL/ANO

ANO	DEMANDA	PRODUCCION NACIONAL					IMPORTACIONES		EXPORTACIONES	
		REF1	REF2	CART	BARR	TOTAL	CANT	VALOR	CANT	VALOR
1982	9.8	0.0	0.0	1.5	4.7	6.2	3.0	97.0	0.0	0.0
1983	10.2	0.0	0.0	1.5	4.6	6.1	3.6	103.5	0.0	0.0
1984	10.7	0.0	0.0	1.6	4.4	6.0	4.1	107.3	0.0	0.0
1985	11.2	0.0	0.0	1.3	4.2	5.5	5.1	122.5	0.0	0.0
1986	11.7	0.0	0.0	1.3	4.0	5.3	5.8	125.4	0.0	0.0
1987	12.2	0.0	0.0	1.9	3.9	5.8	5.9	115.1	0.0	0.0
1988	12.7	0.0	0.0	1.9	3.8	5.7	6.5	115.7	0.0	0.0
1989	13.3	0.0	0.0	1.9	3.7	5.6	7.2	115.7	0.0	0.0
1990	13.9	0.0	19.0	1.3	4.8	25.6	0.0	0.0	12.3	175.3
1991	14.5	0.0	19.0	1.3	4.7	25.0	0.0	0.0	11.1	146.7
1992	15.2	0.0	24.3	1.9	4.9	31.1	0.0	0.0	16.4	201.8
1993	15.9	0.0	25.3	1.9	4.8	32.0	0.0	0.0	16.7	190.2
1994	16.6	0.0	25.3	1.9	4.8	31.9	0.0	0.0	15.9	167.4
1995	17.3	0.0	25.0	1.9	4.7	31.6	0.0	0.0	14.9	144.3
1996	18.1	0.0	24.7	1.9	4.6	31.1	0.0	0.0	13.5	122.7
1997	19.0	0.0	24.0	1.9	4.5	30.4	0.0	0.0	12.0	100.6
1998	19.9	0.0	23.5	1.9	4.5	29.9	0.0	0.0	10.6	82.3
1999	20.8	0.0	24.1	1.9	4.5	29.5	0.0	0.0	10.3	74.1
2000	21.7	0.0	24.7	1.9	4.4	31.1	0.0	0.0	9.9	65.6

NOTA: LAS REFINERIAS PEQUEÑAS PRODUCEN EN TOTAL 0.55, CANTIDAD QUE DEBE SUMARSE A LA PRODUCCION DE LAS OTRAS REFINERIAS PARA BALANCEAR DEMANDA, PRODUCCION Y COMERCIO EXTERIOR

UNIDAD: MMBBL/ANO

AÑO	DEMANDA	PRODUCCION NACIONAL					IMPORTACIONES		EXPORTACIONES	
		REF-1	REF-2	CART	DARR	TOTAL	CANT.	VALOR	CANT.	VALOR
1982	7.5	0.0	0.0	6.6	10.1	16.7	0.0	0.0	11.6	223.1
1983	7.5	0.0	0.0	6.6	10.8	17.4	0.0	0.0	12.2	212.8
1984	7.5	0.0	0.0	6.9	11.3	18.2	0.0	0.0	13.0	203.5
1985	7.6	0.0	0.0	8.1	12.1	20.2	0.0	0.0	14.9	212.4
1986	7.7	0.0	0.0	8.1	12.6	20.7	0.0	0.0	15.4	176.5
1987	7.7	0.0	0.0	7.0	13.0	20.0	0.0	0.0	14.6	169.7
1988	7.7	0.0	0.0	7.0	13.4	20.4	0.0	0.0	15.0	155.9
1989	7.7	0.0	0.0	7.0	13.7	20.6	0.0	0.0	15.2	143.1
1990	7.7	0.0	0.0	7.0	10.0	17.0	0.0	0.0	11.6	98.3
1991	7.7	0.0	0.0	8.1	10.2	18.3	0.0	0.0	12.9	102.0
1992	7.7	0.0	0.0	7.0	9.8	16.7	0.0	0.0	11.3	83.8
1993	7.7	0.0	0.0	7.0	9.9	16.8	0.0	0.0	11.5	78.8
1994	7.6	0.0	0.0	7.0	10.2	17.1	0.0	0.0	11.8	75.9
1995	7.6	0.0	0.0	7.0	10.5	17.4	0.0	0.0	12.1	72.6
1996	7.6	0.0	0.0	7.0	10.7	17.7	0.0	0.0	12.4	69.3
1997	7.6	0.0	0.0	7.0	11.0	17.9	0.0	0.0	12.7	66.2
1998	7.5	0.0	0.0	7.0	11.1	18.0	0.0	0.0	12.8	62.4
1999	7.5	0.0	0.0	7.0	10.2	17.2	0.0	0.0	12.0	54.4
2000	7.5	0.0	0.0	7.0	9.6	16.6	0.0	0.0	11.3	48.1

NOTA: LAS REFINERIAS PEQUEÑAS PRODUCEN EN TOTAL 2.30 , CANTIDAD QUE DEBE SUMARSE A LA PRODUCCION DE LAS OTRAS REFINERIAS PARA BALANACEAR DEMANDA, PRODUCCION Y COMERCIO EXTERIOR

UNIDAD: MMBBL/AÑO

AÑO	DEMANDA	PRODUCCION NACIONAL					IMPORTACIONES		EXPORTACIONES	
		REF1	REF2	CART	BARR	TOTAL	CANT.	VALOR	CANT.	VALOR
1982	8.3	0.0	0.0	1.1	1.7	2.8	5.3	153.1	0.0	0.0
1983	8.4	0.0	0.0	1.1	1.5	2.6	5.7	148.5	0.0	0.0
1984	8.7	0.0	0.0	1.2	1.4	2.6	6.0	142.3	0.0	0.0
1985	9.3	0.0	0.0	1.0	1.2	2.2	6.9	149.2	0.0	0.0
1986	9.8	0.0	0.0	1.0	1.1	2.1	7.6	147.3	0.0	0.0
1987	10.2	0.0	0.0	1.4	1.0	2.4	7.6	134.4	0.0	0.0
1988	10.5	0.0	0.0	1.4	0.9	2.3	8.0	128.8	0.0	0.0
1989	10.9	0.0	0.0	1.4	0.9	2.2	8.5	123.7	0.0	0.0
1990	11.3	0.0	2.6	1.4	1.7	5.6	5.5	72.8	0.0	0.0
1991	12.0	0.0	2.6	1.0	1.7	5.2	6.6	80.6	0.0	0.0
1992	12.6	0.0	3.3	1.4	1.8	6.5	6.0	68.1	0.0	0.0
1993	13.0	0.0	3.4	1.4	1.7	6.6	6.3	63.8	0.0	0.0
1994	13.5	0.0	3.4	1.4	1.7	6.5	6.9	56.9	0.0	0.0
1995	14.3	0.0	3.4	1.4	1.6	6.4	7.7	69.9	0.0	0.0
1996	15.0	0.0	3.3	1.4	1.5	6.3	8.5	71.5	0.0	0.0
1997	15.7	0.0	3.3	1.4	1.5	6.1	9.4	73.3	0.0	0.0
1998	16.0	0.0	3.2	1.4	1.5	6.1	10.1	73.1	0.0	0.0
1999	17.1	0.0	3.3	1.4	1.8	6.4	10.5	70.3	0.0	0.0
2000	17.7	0.0	3.3	1.4	2.0	6.7	10.8	67.3	0.0	0.0

NOTA: LAS REFINERIAS PEQUEÑAS PRODUCEN EN TOTAL 0.17, CANTIDAD QUE DEBE SUMARSE A LA PRODUCCION DE LAS OTRAS REFINERIAS PARA BALANCEAR DEMANDA, PRODUCCION Y COMERCIO EXTERIOR

UNIDAD: MMBBL/ANO

AÑO	DEMANDA	PRODUCCION NACIONAL				TOTAL	IMPORTACIONES		EXPORTACIONES	
		REF1	REF2	CART	BARR		CANT	VALOR	CANT	VALOR
1982	3.1	0.0	0.0	0.5	0.9	1.4	0.1	1.3	0.0	0.0
1983	3.2	0.0	0.0	0.5	0.8	1.3	0.2	3.6	0.0	0.0
1984	3.4	0.0	0.0	0.5	0.8	1.3	0.4	5.8	0.0	0.0
1985	3.5	0.0	0.0	0.7	0.7	1.4	0.4	5.4	0.0	0.0
1986	3.7	0.0	0.0	0.7	0.7	1.4	0.6	7.1	0.0	0.0
1987	3.8	0.0	0.0	0.5	0.6	1.1	1.1	10.6	0.0	0.0
1988	4.0	0.0	0.0	0.5	0.6	1.1	1.3	11.3	0.0	0.0
1989	4.2	0.0	0.0	0.5	0.6	1.1	1.5	11.8	0.0	0.0
1990	4.4	0.0	1.3	0.5	0.9	2.7	0.0	0.0	0.0	0.0
1991	4.5	0.0	1.3	0.7	0.9	2.9	0.0	0.0	0.0	0.0
1992	4.7	0.0	3.3	0.5	0.9	4.8	0.0	0.0	1.8	11.0
1993	4.9	0.0	3.9	0.5	0.9	5.2	0.0	0.0	2.0	11.5
1994	5.1	0.0	3.9	0.5	0.7	5.2	0.0	0.0	1.7	9.5
1995	5.4	0.0	3.8	0.5	0.8	5.1	0.0	0.0	1.3	6.9
1996	5.6	0.0	3.6	0.5	0.8	4.9	0.0	0.0	1.0	4.7
1997	5.8	0.0	3.4	0.5	0.8	4.6	0.0	0.0	0.4	2.0
1998	6.1	0.0	3.2	0.5	0.8	4.4	0.0	0.0	0.0	0.0
1999	6.3	0.0	3.4	0.5	0.8	4.7	0.0	0.0	0.0	0.0
2000	6.6	0.0	3.6	0.5	0.7	4.9	0.0	0.0	0.0	0.0

NOTA: LAS REFINERIAS PEQUEÑAS PRODUCEN EN TOTAL 1.67 A CANTIDAD QUE DEBE SUMARSE A LA PRODUCCION DE LAS OTRAS REFINERIAS PARA BALANCEAR DEMANDA, PRODUCCION Y COMERCIO EXTERIOR

AMERICAN PETROLEUM CORPORATION

PROGRAMA DE CONSTRUCCION DE REFINERIAS: AÑO CAPACIDAD MÓDULO LOCALIZACIÓN
 1990 240.000 3 DGRADA

VALOR DE LA FUNCION OBJETIVO (MILLONES DE DOLARES DE DICIEMBRE DE 1979):

COSTOS VARIABLES: 22681.4

COSTOS DE INVERSIÓN: 431.2

COSTOS TOTALES: 23112.7

IMPORTACIONES:

AÑO	GASOLINA	DIESEL	FUEL OIL	KEROSENE	GLP	CRUDO
1982	1.08	3.02	0.00	5.31	0.02	23.60
1983	2.00	3.53	0.00	5.68	0.24	21.41
1984	4.50	4.07	0.00	6.00	0.43	12.47
1985	6.85	5.15	0.00	6.94	0.45	0.00
1986	8.45	5.81	0.00	7.56	0.65	0.00
1987	9.93	5.87	0.00	7.61	1.07	0.00
1988	11.88	6.50	0.00	8.04	1.26	0.00
1989	14.00	7.14	0.00	8.51	1.46	0.00
1990	0.00	0.00	0.00	5.52	0.00	0.60
1991	0.00	0.00	0.00	6.59	0.00	0.00
1992	0.00	0.00	0.00	6.00	0.00	0.00
1993	0.00	0.00	0.00	6.26	0.00	0.00
1994	0.00	0.00	0.00	6.85	0.00	0.00
1995	0.00	0.00	0.00	7.72	0.00	0.00
1996	0.00	0.00	0.00	8.52	0.00	0.00
1997	4.37	0.00	0.00	9.41	0.00	0.00
1998	8.31	0.00	0.00	10.12	0.00	0.85
1999	10.70	0.00	0.00	10.49	0.00	5.93
2000	13.00	0.00	0.00	10.83	0.00	9.74

ANO	GASOLINA	DIESEL	FUEL OIL	KEROSENE	GLP	CRUDO
1982	0.00	0.00	11.57	0.00	0.00	0.00
1983	0.00	0.00	12.22	0.00	0.00	0.00
1984	0.00	0.00	12.96	0.00	0.00	0.00
1985	0.00	0.00	14.93	0.00	0.00	4.15
1986	0.00	0.00	15.06	0.00	0.00	8.82
1987	0.00	0.00	14.63	0.00	0.00	18.66
1988	0.00	0.00	14.96	0.00	0.00	31.02
1989	0.00	0.00	15.23	0.00	0.00	45.04
1990	8.97	12.27	11.61	0.00	0.00	0.00
1991	6.50	11.08	12.90	0.00	0.00	9.91
1992	10.26	16.41	11.04	0.00	1.76	0.00
1993	8.87	16.71	11.46	0.00	1.99	0.00
1994	6.07	13.87	11.00	0.00	1.72	0.00
1995	2.95	14.76	12.08	0.00	1.33	0.00
1996	0.00	13.31	12.37	0.00	0.96	0.00
1997	0.00	11.96	12.66	0.00	0.44	0.00
1998	0.00	10.55	12.78	0.00	0.00	0.00
1999	0.00	10.25	11.95	0.00	0.00	0.00
2000	0.00	9.95	11.33	0.00	0.00	0.00

MANUAL PARA EL USO DEL MODELO DE USOS DE GAS

I. CONSIDERACIONES GENERALES

El modelo de usos de gas es un modelo simple que acopla la producción y el desarrollo de los yacimientos a las condiciones de la demanda, difiriendo la entrada en producción de los campos hasta cuando la demanda lo requiera. Luego de establecer el nivel de producción año a año y las fechas de desarrollo de los distintos campos de gas se calculan los costos de desarrollo, producción y adquisición de gas a las compañías extranjeras. Igualmente se calcula el costo de los recursos alternativos cuando la producción de gas no es suficiente para satisfacer la demanda. El mismo ejercicio se realiza para cada uno de los proyectos de usos de gas, para los cuales adicionalmente se determinan los costos de inversión y operación y los beneficios del proyecto. Finalmente se establecen los valores presentes de los proyectos, el costo de oportunidad del gas y los flujos financieros, separando los componentes en moneda nacional y en divisas. El presente manual describe brevemente la forma de utilización de dos versiones del modelo escritas en programa FORTRAN para el computador del ENE.

II. DATOS DE ENTRADA

i. Datos básicos de la corrida

a - Número de campos de gas actualmente explotados. Este número puede ser igual o mayor al número de campos actualmente explotados si se quiere representar alguno de los campos como varios independientes. Esto es parti-

cularmente necesario en aquellos casos en los que el pronóstico de producción no prevee una producción uniforme a lo largo de la vida útil de los campos, pues el modelo sí supone que es así.

b- Número de campo de gas ya descubiertos pero no en explotación.

En este caso es conveniente que ninguno de los campos aparezca con una producción mayor a 50 millones de pies cúbicos día. Entre más pequeños se representen los campos, más fino es el análisis, pues en el modelo se supone el desarrollo del campo en su totalidad inmediatamente que la demanda lo requiera.

c- Número de campos de gas que esperan descubrirse durante el horizonte de análisis.

En este caso la observación hecha en el literal anterior es igualmente válida.

d- Número de años de análisis.

Este número de años corresponde a la cantidad de años para los cuales quiere realizar el análisis.

ii. Precio pagado a las compañías por el gas comprado a ellas.

Aquí debe colocarse el precio en dólares por miles de pies cúbicos que será pagado a las compañías multinacionales por la adquisición del producto durante todos los años de análisis.

iii. Demanda de referencia.

Para cada uno de los años de análisis debe colocarse la demanda por gas natural expresada en miles de pies cúbicos/día.

iv. Especificaciones de las características de los campos de gas.

Los campos de gas se especifican dentro del modelo por su producción en miles de pies cúbicos día, su vida útil y el año en el cual se esperan descubrir para aquellos campos que serán descubiertos durante el horizonte de análisis.

v. Costo de recursos alternativos.

Debe colocarse el costo de los recursos alternativos del gas natural expresado en dólares por 1000 pies cúbicos.

vi. Costos de desarrollo y explotación de los yacimientos.

Como en este modelo se realizan análisis preliminares, se utiliza un costo de desarrollo y explotación promedio por mil pies cúbicos extraídos.

vii. Características de los distintos proyectos de gas analizados.

Para cada proyecto, se requiere la demanda de gas, el valor económico de 1.000 pies cúbicos usados en el proyecto y el costo de inversión y operación año por año. Por la manera como opera el modelo se debe incluir un paquete de

datos de demanda adicional al del caso de referencia para constuir el escenario contra el cual se realiza el análisis.

III VERSIONES DEL MODELO

Mediante la especificación de una variable $MARG = 1$ se puede usar el mismo paquete de datos para establecer el costo de oportunidad marginal año por año para usos adicionales de gas que se inician en el año en consideración y se preservan a lo largo del período de análisis. Se han desarrollado dos versiones conocidas como PNUEVO y COSTAPOR para hacer los análisis convencionales el primero y para estudiar el costo de oportunidad, como se menciona arriba, el segundo.

Dentro de los programas se llama costo de oportunidad el costo económico promedio por unidad de gas usado y por lo tanto en el análisis de los distintos proyectos lo que se calcula es un valor que puede diferir considerablemente del costo de oportunidad marginal.

```
DIMENSION DEMA(51), PRODU(51), PROD(51), NVU(51), DEM(51, 51), VEC(51, 51),  
1) PRODS(51), NVUS(51), PRODN(51), NVUN(51), IT(51), CI(51, 51), PA(51), NA  
2S(51), VUA(51), CDES(51), NASN(51), VUAN(51), CPROD(51), CALT(51), COSTO(  
351), CINU(51), DEMO(51), VBEN(50), A(10), CADQ(50), ADQ(50), COM(50),  
4CINV(51, 10), COIN(50)
```

```
LE=5
```

```
LA=0
```

```
READ(LE, 1) N, M, L, NANO, MARG
```

```
READ(LE, 99) (ADQ(K), COM(K), K=1, NANO)
```

```
99 FORMAT(2F10.0)
```

```
NANO1=NANO+1
```

```
DO 21 K=1, NANO
```

```
CDES(K)=0
```

```
READ(LE, 14) DEMO(K)
```

```
DEMA(K)=DEMO(K)
```

```
21 PRODU(K)=0
```

```
DO 2 J=1, N
```

```
2 READ(LE, 33) PROD(I), NVU(I)
```

```
DO 4 I=1, M
```

```
NAS(I)=0
```

```
VUA(I)=0
```

```
READ(LE, 33) PRODS(I), NVUS(I)
```

```
4 CONTINUE
```

```
DO 6 I=1, L
```

```
NASN(I)=0
```

```
VUAN(I)=0
```

```
6 READ(LE, 37) PRODN(I), NVUN(I), IT(I)
```

```
DO 13 K=1, NANO
```

```
COM(K)=COM(K)*0.365
```

```
13 READ(LE, 14) PA(K)
```

```
READ(LE, 7) CDES1, CPROD1, RIN
```

```
0 LEA EL PAQUETE DE PROYECTOS
```

```
100 READ(LE, 8) NPRO
```

```
ACUM=0.
```

```
DO 101 K=1, NANO
```

```
NAS(K)=0
```

```
VUA(K)=0.
```

```
CINU(K)=0.
```

```
COIN(K)=0.
```

```
NASN(K)=0
```

```
VUAN(K)=0.
```

```
VBEN(K)=0.
```

```
CADQ(K)=0.
```

```
PRODU(K)=0.
```

```
IF (MARG.EQ.0) DEMA(K)=DEMO(K)
```

```
GAS=0.
```

```
101 CDES(K)=0.
```

```
CDESP=0.
```

```
CRODP=0.
```

```
CALTP=0.
```

```
CINUP=0.
```

```
VPCOS=0.
```

```
VBENE=0.
```

```
CADQP=0.
```

```
VPCOS=0
```

```
VBENE=0
```

```
DO 9 J=1, NPRO
```



```

GAS=GAS*0.365
CADD=0
DO 1010 K=2,NANO
K2=K-1
DEMM=(DEMA(K)-PRODU(K))
CORR=(CDES(K)*1.626/PRODU(K))*DEMM
CORR1=(CPROD(K)*1.626/PRODU(K))*DEMM
CORR=CORR+CORR1
IF(DEMM.LT.0)CORR=0
1010 CADD=CADD+(CALT(K)-CORR)*(1./((1.+RIN)**K2))
IF(LA.EQ.0)AZ=CADD
IF(LA.GT.0)CADD=CADD-AZ
CODEO=(CADD+CPRODP+CADQP+CDESP)/GAS
WRITE(6,990)CODEO
990 FORMAT(1X,'COSTO DE OPORTUNIDAD DEL GAS (US$ POR MPC) =',F10.2)
WRITE(6,779)
779 FORMAT(1H1,1X,'INVERSIONES Y FLUJO FINANCIERO',777)
WRITE(6,782)
782 FORMAT(15X,'INVERSIONES',17X,'FLUJO FINANCIERO')
WRITE(6,781)
781 FORMAT(2X,'AND MONEDA NACIONAL',4X,'DIVISAS',4X,'MONEDA NACIONAL',
1L,4X,'DIVISAS',7X,'IMPUESTOS')
DO 777 K=2,NANO
K1=1980+K
FAA=COIN(K)*0.2*44.0
FBB=COIN(K)*0.8
ADQG=ADQ(K)*0.365
FIMP=(ADQG*0.308*PRODU(K)-0.81*CPROD(K)-0.81*CDES(K))*0.4
FINA=0-CPROD(K)-CDES(K)-CINU(K)
FINAP=(FINA*.2*44.0)+(PRODU(K)*COM(K)*44.0)
FINAD=FINA*.8+FIMP-CADQ(K)
WRITE(6,778)K1,FAA,FBB,FINAP,FINAD,FIMP
778 FORMAT(1X,15,5(F10.2,5X))
777 CONTINUE
VBENE=0.
CPRODP=0.
CALTP=0.
CINUP=0.
CADQP=0.
CDESP=0.
DO 1021 K =21,NANO
K2=K-1
CDESP=CDESP+CDES(K)*(1./((1.+RIN)**K2))
CPRODP=CPRODP+CPROD(K)*(1./((1.+RIN)**K2))
CALTP=CALTP+CALT(K)*(1./((1.+RIN)**K2))
CINUP=CINUP+CINU(K)*(1./((1.+RIN)**K2))
CADQP=CADQP+CADQ(K)*(1./((1.+RIN)**K2))
VBENE=VBENE+VBEN(K)*(1./((1.+RIN)**K2))
1021 CONTINUE
WRITE(6,1022)
1022 FORMAT(1X,'VALORES PRESENTES DE LO QUE RESTA EN EL2000')
IF(LA.GT.0)WRITE(6,229)
IF(LA.EQ.0)A1=CALTP
IF(LA.EQ.0)B1=CDESP
IF(LA.EQ.0)D1=CADQP
IF(LA.GT.0)CDESP=CDESP-B1
IF(LA.GT.0)CADQP=CADQ-D1

```

```

READ(LE, 12) (A(LMN), LMN=1, 10)
DO 10 K=1, NANO
READ(LE, 11) DEM(K, J), VEC(K, J), CI(K, J), CINV(K, J)
DGAS=DEM(K, J)
IF((LA.EQ.0).AND.(J.EQ.1)) DGAS=DEMO(K)
K2=K-1
GAS=GAS+((1./(1.+RIN))**K2)*DGAS
DEMA(K)=DEMA(K)+DEM(K, J)
CONTINUE
DO 16 K=2, NANO
K2=K-1
DO 17 I=1, N
IF(K.GT.NVU(I)) GO TO 17
PRODU(K)=PRODU(K)+PROD(I)
CONTINUE
IF(DEMA(K).LT.PRODU(K)) GO TO 30
DEFIC=DEMA(K)-PRODU(K)
DO 18 J=1, M
IF(DEFIC.LE.0) GO TO 30
IF(NAS(J).EQ.0) GO TO 19
IF(VUA(J).LT.K) GO TO 18
DEFIC=DEFIC-PRODS(J)
PRODU(K)=PRODU(K)+PRODS(J)
IF(DEFIC.LE.0) GO TO 30
GO TO 18
19 NAS(J)=1
VUA(J)=K+NVUS(J)
CDES(K)=PRODS(J)*CDES1+CDES(K)
DEFIC=DEFIC-PRODS(J)
PRODU(K)=PRODU(K)+PRODS(J)
IF(DEFIC.LT.0) GO TO 30
18 CONTINUE
DO 25 J=1, L
IF(DEFIC.LE.0) GO TO 30
IF(IT(J).GT.K) GO TO 25
IF(NASN(J).EQ.0) GO TO 49
IF(VUAN(J).LT.K) GO TO 25
DEFIC=DEFIC-PRODN(J)
PRODU(K)=PRODU(K)+PRODN(J)
IF(DEFIC.LT.0) GO TO 30
GO TO 25
49 NASN(J)=1
VUAN(J)=K+NVUN(J)
CDES(K)=PRODN(J)*CDES1+CDES(K)
PRODU(K)=PRODU(K)+PRODN(J)
DEFIC=DEFIC-PRODN(J)
IF(DEFIC.LE.0) GO TO 30
25 CONTINUE
30 CPROD(K)=PRODU(K)*CPROD1
CPROD(K)=CPROD(K)*0.615
CDES(K)=CDES(K)*0.615
AGQG=ADG(K)*0.365
CADG(K)=AGQG*0.308*PRODU(K)-(AGQG*0.308*PRODU(K)-0.81*CPROD(K)
-0.81*CDES(K))*0.4
DO 50 J=1, NPRO
COIN(K)=COIN(K)+CINV(K, J)+CDES(K)
CINU(K)=CINU(K)+CI(K)

```

```

IF(CINV(K, J).EQ.0)GO TO 5071
K4=K+20
CINU(K)=CINU(K)-CI(K, J)
DO 5072 K3=K, K4
CINU(K3)=CINU(K3)+CI(K, J)*0.1274
CONTINUE
5072 CALT(K)=(DEMA(K)-PRODU(K))*PA(K)*0.365
5071 IF(CALT(K).LT.0.)CALT(K)=0.
IF(DEFIC.LT.0.)CALT(K)=0.
COSTO(K)=CDES(K)+CPROD(K)+CALT(K)+CINU(K)
COSTO(K)=COSTO(K)+CADQ(K)
VPCOS=VPCOS+COSTO(K)*(1/((1+RIN)**K2))
DO 60 J=1, NPRO
VBEN(K)=VBEN(K)+VEC(K, J)*DEM(K, J)*0.365
VBENE=VBENE+(VEC(K, J)*(1/((1+RIN)**K2)))*DEM(K, J)*0.365
60 CDESP=CDESP+CDES(K)*(1/((1+RIN)**K2))
CPRDP=CPRDP+CPROD(K)*(1/((1+RIN)**K2))
CALTP=CALTP+CALT(K)*(1/((1+RIN)**K2))
CINUP=CINUP+CINU(K)*(1/((1+RIN)**K2))
CADQP=CADQP+CADQ(K)*(1/((1+RIN)**K2))
CONTINUE
16 WRITE(6, 230) (A(LMN), LMN=1, 10)
WRITE(6, 220)
WRITE(6, 223)
DO 77 K=2, NANO
K1=1980+K
77 WRITE(6, 95) K1, CDES(K), CPROD(K), CINU(K), CALT(K), CADQ(K), VBEN(K)
WRITE(6, 222)
DO 70 K=2, NANO
K1=1980+K
70 WRITE(6, 3) K1, DEMA(K), PRODU(K)
IF(LA.EQ.0)AA=CALTP
IF(LA.EQ.0)BB=CDESP
IF(LA.EQ.0)DD=CADQP
IF(LA.GT.0)CDESP=CDESP-BB
IF(LA.GT.0)VPCOS=VPCOS-BB
IF(LA.GT.0)CADQP=CADQP-DD
IF(LA.EQ.0)CC=CPRDP
IF(LA.GT.0)CPRDP=CPRDP-CC
IF(LA.GT.0)VPCOS=VPCOS-CC
IF(LA.GT.0)CALTP=CALTP-AA
IF(LA.GT.0)VPCOS=VPCOS-AA
IF(LA.GT.0)VPCOS=VPCOS-DD
IF(LA.GT.0)WRITE(6, 229)
CDESP=CDESP*1.12
CPRDP=CPRDP*1.12
CINUP=CINUP*1.15
CALTP=CALTP*1.15
CADQP=CADQP*1.15
VPCOS=CDESP+CPRDP+CINUP+CALTP+CADQP
VBENE=VBENE*1.15
229 FORMAT(10X, 'DIFERENCIAS CON EL CASO DE REFERENCIA')
WRITE(6, 228)CDESP, CPRDP, CINUP, CALTP, CADQP
228 FORMAT(1X, 'COSTOS DE DESARROLLO=', F21.2, /, 1X, 'COSTOS DE PRODUCC
1ION=', F21.2, /, 1X, 'COSTOS DE INVERSION Y OPERACION=', F10.2, /, 1X, 'CO
2STO DE RECURSOS ALTERNATIVOS=', F11.2, /, 1X, 'COMPRA DE GAS=', F11.2)
WRITE(6, 93) VPCOS, VBENE

```

IF(CINV(K, J).EQ.0)GO TO 5071

K4=K+20

CINU(K)=CINU(K)-CI(K, J)

DO 5072 K3=K, K4

CINU(K3)=CINU(K3)+CI(K, J)*0.1274

CONTINUE

CALT(K)=(DEMA(K)-PRODU(K))*PA(K)*0.365

IF(CALT(K).LT.0.)CALT(K)=0.

IF(DEFIC.LT.0.)CALT(K)=0.

COSTO(K)=CDES(K)+CPROD(K)+CALT(K)+CINU(K)

COSTO(K)=COSTO(K)+CADQ(K)

VPCOS=VPCOS+COSTO(K)*(1/((1+RIN)**K2))

DO 60 J=1, NPRD

VBEN(K)=VBEN(K)+VEC(K, J)*DEM(K, J)*0.365

VBENE=VBENE+(VEC(K, J)*(1/((1+RIN)**K2)))*DEM(K, J)*0.365

CDESP=CDESP+CDES(K)*(1/((1+RIN)**K2))

CPRDDP=CPRDDP+CPROD(K)*(1/((1+RIN)**K2))

CALTP=CALTP+CALT(K)*(1/((1+RIN)**K2))

CINUP=CINUP+CINU(K)*(1/((1+RIN)**K2))

CADQP=CADQP+CADQ(K)*(1/((1+RIN)**K2))

CONTINUE

WRITE(6, 230) (A(LMN), LMN=1, 10)

WRITE(6, 220)

WRITE(6, 223)

DO 77 K=2, NAND

K1=1980+K

WRITE(6, 95) K1, CDES(K), CPROD(K), CINU(K), CALT(K), CADQ(K), VBEN(K)

WRITE(6, 222)

DO 70 K=2, NAND

K1=1980+K

WRITE(6, 3) K1, DEMA(K), PRODU(K)

IF(LA.EQ.0)AA=CALTP

IF(LA.EQ.0)BB=CDESP

IF(LA.EQ.0)DD=CADQP

IF(LA.GT.0)CDESP=CDESP-BB

IF(LA.GT.0)VPCOS=VPCOS-BB

IF(LA.GT.0)CADQP=CADQP-DD

IF(LA.EQ.0)CC=CPRDDP

IF(LA.GT.0)CPRDDP=CPRDDP-CC

IF(LA.GT.0)VPCOS=VPCOS-CC

IF(LA.GT.0)CALTP=CALTP-AA

IF(LA.GT.0)VPCOS=VPCOS-AA

IF(LA.GT.0)VPCOS=VPCOS-DD

IF(LA.GT.0)WRITE(6, 229)

CDESP=CDESP*1.12

CPRDDP=CPRDDP*1.12

CINUP=CINUP*1.15

CALTP=CALTP*1.15

CADQP=CADQP*1.15

VPCOS=CDESP+CPRDDP+CINUP+CALTP+CADQP

VBENE=VBENE*1.15

FORMAT(10X, 'DIFERENCIAS CON EL CASO DE REFERENCIA')

WRITE(6, 228)CDESP, CPRDDP, CINUP, CALTP, CADQP

FORMAT(1X, 'COSTOS DE DESARROLLO=', F21.2, /, 1X, 'COSTOS DE PRODUCC

1ION=', F21.2, /, 1X, 'COSTOS DE INVERSION Y OPERACION=', F10.2, /, 1X, 'CO

2STO DE RECURSOS ALTERNATIVOS=', F11.2, /, 1X, 'COMPRA DE GAS=', F11.2)

WRITE(6, 93) VPCOS, VBENE

```

IF(LA.EQ.0)CI=CPRDDP
IF(LA.GT.0)CPRDDP=CPRDDP-CI
IF(LA.GT.0)CALTP=CALTP-AI
WRITE(6,228)CDESP,CPRDDP,CINUP,CALTP,CADQP
VPCOS=CDESP+CPRDDP+CALTP+CINUP+CADQP
WRITE(6,93)VPCOS,VBENE
WRITE(6,2229)GAS
2229 FORMAT(1X,'VALOR PRESENTE DE GAS =',F10.0)
LA=LA+1
IF(LA.LE.4) GO TO 100
37 FORMAT(F10.2, I2, 1X, I2)
230 FORMAT(1H1, 1X, 10A4)
93 FORMAT(1X,'VALOR PRESENTE DE COSTOS=',F17.2/1X,'VALOR PRESENTE DE
220 1BENEFICIOS=',F13.2)
223 FORMAT(1X,'COSTOS ANO POR ANO')
FORMAT(15X,'DESARROLLO PRODUCCION INVERSION RECURSOS ALT
1 COMPRA GAS BENEFICIOS')
222 FORMAT(1H1,8X,'DEMANDA PRODUCCION')
95 FORMAT(1X, I4, 6F15.2)
33 FORMAT(F10.2, I2)
1 FORMAT(4(I2, 1X), I2)
3 FORMAT(1X, I4, 2(F10.2))
7 FORMAT(3F10.2)
8 FORMAT(I2)
12 FORMAT(10A4)
11 FORMAT(4F10.2)
14 FORMAT(F10.2)
CALL EXIT
END

```

31
32
33
34
35
36
37
38
39
40
41
42
43
44
45
46
47
48
49
50
51
52
53
54
55
56
57
58
59
60
61
62
63
64
65
66
67
68
69
70
71
72
73
74
75
76
77
78
79
80
81
82
83
84
85
86
87
88
89
90
91
92
93
94
95
96
97
98
99
100

V. DATOS DE EJEMPLO

10 30 30 50

1.61	1.61
1.67	1.67
1.74	1.74
1.80	1.80
1.88	1.88
1.95	1.95
2.02	2.02
2.10	2.10
2.18	2.18
2.27	2.27
2.35	2.35
2.44	2.44
2.53	2.53
2.63	2.63
2.73	2.73
2.84	2.84
2.95	2.95
3.06	3.06
3.17	3.17
3.29	3.29
3.41	3.41
3.54	3.54
3.67	3.67
3.81	3.81
3.96	3.96
4.11	4.11
4.26	4.26
4.42	4.42
4.59	4.59
4.76	4.76
4.94	4.94
5.13	5.13
5.32	5.32
5.53	5.53
5.74	5.74
5.95	5.95
6.18	6.18
6.41	6.41
6.66	6.66
6.91	6.91
7.17	7.17
7.44	7.44
7.72	7.72
8.01	8.01
8.32	8.32
8.63	8.63
8.96	8.96
9.30	9.30
9.65	9.65
10.01	10.01
17.52	
18.18	
18.39	
18.33	
18.69	
17.00	

307.56
314.22
321.49
343.38
356.97
365.62
376.56
386.77
398.48
416.94
430.06
443.89
459.99
477.56
494.42
512.16
530.81
550.43
571.04
590.12
610.02
630.78
652.48
675.11
694.99
716.40
738.25
760.93
784.48
808.92
834.33
860.68
888.08
916.55
942.50
969.37
997.16
1026.25
1055.65
1086.43
1118.26
1151.20
1185.30
1220.58
120.

25
10
06
05
04
03
02
01
07
08
09
08
07

500.00
600.00
700.00
800.00
900.00
1000.00

3. 06
4. 05
5. 04
6. 03
7. 10
8. 09
9. 08
10. 07
11. 06
12. 05
13. 07
14. 06
15. 05
16. 07
17. 06
18. 05
19. 07
20. 06
21. 05
22. 07
23. 06
24. 05
25. 07
26. 06
27. 05
28. 07
29. 06
30. 05
31. 07
32. 06
33. 05
34. 07
35. 06
36. 05
37. 07
38. 06
39. 05
40. 07
41. 06
42. 05
43. 07
44. 06
45. 05
46. 07
47. 06
48. 05
49. 07
50. 06
51. 05
52. 07
53. 06
54. 05
55. 07
56. 06
57. 05
58. 07
59. 06
60. 05
61. 07
62. 06
63. 05
64. 07
65. 06
66. 05
67. 07
68. 06
69. 05
70. 07
71. 06
72. 05
73. 07
74. 06
75. 05
76. 07
77. 06
78. 05
79. 07
80. 06
81. 05
82. 07
83. 06
84. 05
85. 07
86. 06
87. 05
88. 07
89. 06
90. 05
91. 07
92. 06
93. 05
94. 07
95. 06
96. 05
97. 07
98. 06
99. 05
100. 07

20
21
22
23

5.1
5.32
5.55
5.79
6.05
6.30
6.57
6.86
7.20
5.34
5.43
5.51
5.59
5.70
5.78
5.89
5.99
6.12
6.22
6.33
6.44
6.55
6.67
6.78
6.90
7.03
7.15
7.28
7.41
7.54
7.67
7.81
7.95
8.09
8.23
8.37
8.52
8.67
8.83
8.98
9.14
9.30
9.47
9.64
9.81
9.98
10.16
10.34
10.52
10.71
0.151986 0.073 0.12

CASO DE REFERENCIA

0.
0.
0.
0.

RESULTADOS

VI.

0433000044-

1. Estado de Beneficiarios
COSTOS Y BENEFICIOS

	DEMANDA	PRODUCCION	INVERSION	RECURSOS ALT	COMPRA GAS	BENEFICIOS
1960	0.75	11.00	0.00	0.00	33.82	0.00
1961	0.00	11.00	0.00	0.00	33.37	0.00
1964	0.00	10.77	0.00	0.00	32.63	0.00
1965	3.23	10.47	0.00	0.00	44.10	0.00
1966	3.55	11.05	0.00	0.00	48.15	0.00
1967	0.00	14.07	0.00	0.00	48.26	0.00
1968	3.80	14.91	0.00	0.00	52.77	0.00
1969	3.97	15.04	0.00	0.00	57.04	0.00
1970	3.68	15.25	0.00	0.00	61.69	0.00
1971	3.47	16.43	0.00	0.00	65.51	0.00
1972	3.15	16.82	0.00	0.00	69.53	0.00
1973	2.93	17.09	0.00	0.00	73.97	0.00
1974	2.00	17.53	0.00	0.00	75.05	0.00
1975	3.08	18.95	0.00	0.00	84.85	0.00
1976	0.00	18.72	0.00	0.00	85.95	0.00
1977	2.08	20.20	0.00	0.00	97.09	0.00
1978	0.00	20.20	0.00	0.00	99.43	0.00
1979	4.42	22.34	0.00	0.00	115.10	0.00
1980	0.00	22.34	0.00	0.00	117.69	0.00
1981	0.00	22.34	0.00	0.00	121.72	0.00
1982	4.23	21.40	0.00	0.00	139.10	0.00
1983	0.00	24.40	0.00	0.00	142.47	0.00
1984	4.24	21.41	0.00	0.00	161.31	0.00
1985	0.00	26.44	0.00	0.00	165.90	0.00
1986	12.02	21.81	0.00	0.00	178.25	0.00
1987	2.43	22.00	0.00	0.00	189.08	0.00
1988	1.70	22.52	0.00	0.00	201.26	0.00
1989	1.53	22.74	0.00	0.00	215.37	0.00
1990	1.72	22.74	0.00	0.00	229.08	0.00
1991	2.05	21.55	0.00	0.00	245.07	0.00
1992	1.27	22.48	0.00	0.00	262.05	0.00
1993	1.74	22.48	0.00	0.00	279.07	0.00
1994	1.02	24.28	0.00	0.00	297.40	0.00
1995	5.58	35.59	0.00	0.00	321.26	0.00
1996	5.32	36.25	0.00	0.00	341.25	0.00
1997	7.02	37.20	0.00	0.00	359.87	0.00
1998	2.2	21.24	0.00	17.51	340.86	0.00
1999	0.00	22.72	0.00	510.45	338.42	0.00
2000	0.00	20.22	0.00	768.79	327.80	0.00
2001	0.00	29.14	0.00	979.15	323.32	0.00
2002	0.00	27.14	0.00	1087.50	335.14	0.00
2003	0.00	25.59	0.00	1476.16	305.16	0.00
2004	0.00	25.53	0.00	1605.01	316.31	0.00
2005	0.00	23.82	0.00	1901.15	302.09	0.00
2006	0.00	22.82	0.00	2046.22	313.07	0.00
2007	0.00	17.78	0.00	2678.06	245.15	0.00
2008	0.00	16.41	0.00	2948.33	237.48	0.00
2009	0.00	15.79	0.00	3200.47	234.11	0.00
2030	0.00	14.87	0.00	3476.72	228.44	0.00

DEMANDA PRODUCCION
 1960 19.08 224.00
 1961 15.3 203.00
 1962 15.3 203.00
 1963 15.3 203.00
 1964 15.3 203.00

1989	307.00	324.00
1987	307.54	320.00
1988	314.22	332.00
1989	321.49	335.00
1990	343.30	363.00
1991	356.97	367.00
1992	365.62	377.00
1993	376.56	394.00
1994	388.77	391.00
1995	398.48	422.00
1996	416.94	417.00
1997	450.06	450.00
1998	453.89	450.00
1999	459.99	427.70
2000	477.56	427.70
2001	494.42	497.70
2002	512.16	543.00
2003	520.81	543.00
2004	550.43	539.00
2005	571.04	537.00
2006	590.12	597.60
2007	610.02	521.70
2008	650.78	441.90
2009	652.48	552.90
2010	676.11	680.90
2011	694.99	702.90
2012	716.40	724.92
2013	738.25	745.70
2014	760.93	769.60
2015	784.48	792.70
2016	803.92	816.40
2017	821.33	842.72
2018	840.48	742.70
2019	858.08	729.70
2020	916.55	693.00
2021	942.90	649.00
2022	969.27	649.00
2023	997.16	670.10
2024	1020.49	570.10
2025	1055.45	524.70
2026	1085.43	524.70
2027	1118.26	595.10
2028	1151.20	370.00
2029	1195.20	551.20
2030	1230.58	551.20
COSTOS DE DESARROLLO=		
COSTOS DE PRODUCCION=		
COSTOS DE INVERSIÓN Y GANACION=		
COSTO LE RECURSOS ALTERNATIVOS=		
COMPRAS DE GAS=		
VALOR PRESENTE DE COSTOS=		
VALOR PRESENTE DE BENEFICIOS=		
COSTO DE OPORTUNIDAD DEL GAS (US\$ POR MPC) =		
INVERSIONES Y FLUJO FINANCIERO		

INVERSIONES

FLUJO FINANCIERO

29.91
 149.71
 0.00
 171.09
 1021.09
 0.00
 0.65

	MONEDA NACIONAL	DIVISAS	MONEDA NACIONAL	DIVISAS	IMPUESTOS
1982	0.00	0.00	8957.25	-28.16	15.74
1983	0.00	0.00	8969.97	-28.04	16.12
1984	0.00	0.00	1340.10	-26.01	15.94
1985	45.06	4.77	8893.25	-37.76	19.30
1986	22.21	2.02	9996.49	-38.92	22.08
1987	0.00	0.00	10254.75	-35.34	24.41
1988	24.53	2.24	11041.19	-41.32	25.61
1989	78.95	7.13	11517.30	-51.19	25.06
1990	27.14	2.47	13026.98	-46.48	30.69
1991	54.29	4.94	13551.66	-52.18	31.45
1992	24.02	2.21	14070.03	-54.12	33.88
1993	27.14	2.47	15025.12	-52.49	38.09
1994	0.00	0.00	15320.50	-48.54	40.55
1995	27.14	2.47	16008.21	-57.80	44.67
1996	0.00	0.00	16854.78	-53.74	47.19
1997	27.14	2.47	21114.71	-63.57	52.15
1998	0.00	0.00	21932.23	-60.21	55.30
1999	29.24	2.67	25102.13	-74.28	62.26
2000	0.00	0.00	26100.52	-69.17	66.39
2001	0.00	0.00	27059.70	-70.51	69.08
2002	27.75	2.53	30652.45	-84.82	77.24
2003	0.00	0.00	31825.11	-80.19	81.80
2004	27.24	2.47	35770.01	-94.89	90.97
2005	0.00	0.00	37226.25	-90.73	96.32
2006	105.73	9.62	39103.83	-111.48	97.86
2007	21.47	1.95	42402.89	-103.82	109.62
2008	14.97	1.35	45298.73	-107.98	117.69
2009	18.94	1.74	45507.72	-114.23	126.48
2010	15.13	1.38	51737.20	-119.63	135.28
2011	18.01	1.64	55461.58	-126.71	145.23
2012	12.18	1.15	59418.27	-103.73	155.01
2013	17.11	1.58	63400.21	-140.49	166.92
2014	15.93	1.50	67022.29	-147.72	178.69
2015	75.41	6.93	72084.85	-166.41	190.26
2016	45.84	4.24	77543.41	-159.96	204.84
2017	24.41	2.24	81897.14	-179.62	215.87
2018	0.00	0.00	78214.04	-159.50	208.75
2019	0.00	0.00	77759.98	-158.70	207.92
2020	0.00	0.00	75415.03	-150.29	202.00
2021	0.00	0.00	74475.92	-145.82	199.81
2022	0.00	0.00	77290.09	-150.76	207.69
2023	0.00	0.00	70457.47	-136.02	189.62
2024	0.00	0.00	73112.64	-139.73	197.05
2025	0.00	0.00	69902.53	-132.26	188.68
2026	0.00	0.00	72514.23	-135.92	195.99
2027	0.00	0.00	56841.25	-105.55	153.83
2028	0.00	0.00	55112.17	-101.42	149.35
2029	0.00	0.00	54362.54	-99.20	147.54
2030	0.00	0.00	53112.97	-96.07	144.27
VALORES PRESENTES DE LO QUE RESTA EN EL 2000					
COSTOS DE DESARROLLO= 2.40					
COSTOS DE PRODUCCION= 25.83					
COSTOS DE INVERSION Y OPERACION= 0.00					
COSTO DE PROGRAMAS ALTERNATIVOS= 148.74					
CONTRIBUCION= 111.12					
VALOR PRESENTE DE COSTOS= 368.09					

Year	DEMANDA	PRODUCCION	INVERSION	REQUERIDOS ALT	COMPRA GAS	BENEFICIOS
1982	0.00	11.06	0.00	0.00	33.82	0.00
1983	0.00	10.77	10.70	0.00	33.37	0.00
1984	5.23	13.47	21.40	0.00	32.63	0.00
1985	5.89	16.16	37.40	0.00	44.10	0.00
1986	8.24	17.06	37.40	0.00	54.50	125.47
1987	2.08	17.73	37.40	0.00	58.03	127.51
1988	12.24	18.14	37.40	0.00	62.70	129.37
1989	2.00	18.00	37.40	0.00	69.28	131.79
1990	9.17	19.50	37.40	0.00	68.23	133.84
1991	3.05	19.55	37.40	0.00	76.41	138.87
1992	0.00	20.65	37.40	0.00	80.35	144.27
1993	0.00	20.52	37.40	0.00	86.19	149.66
1994	0.00	20.43	37.40	0.00	87.72	155.44
1995	4.46	22.01	37.40	0.00	90.40	161.02
1996	0.00	22.34	37.40	0.00	104.03	167.16
1997	0.00	22.34	37.40	0.00	106.27	173.49
1998	4.29	24.40	37.40	0.00	109.97	180.19
1999	0.00	24.40	37.40	0.00	125.53	186.89
2000	4.24	26.44	37.40	0.00	128.54	193.97
2001	0.00	26.44	37.40	0.00	145.42	201.04
2002	0.00	26.44	37.40	0.00	149.21	208.86
2003	4.37	28.54	37.40	0.00	154.37	216.86
2004	0.00	28.54	26.70	0.00	174.06	225.06
2005	7.25	28.55	0.00	0.00	179.08	233.80
2006	2.44	28.00	0.00	0.00	176.84	0.00
2007	1.73	28.82	0.00	0.00	189.08	0.00
2008	1.73	29.74	0.00	0.00	201.26	0.00
2009	1.72	31.57	0.00	0.00	215.37	0.00
2010	2.85	31.55	0.00	0.00	229.08	0.00
2011	2.07	32.54	0.00	0.00	245.07	0.00
2012	1.94	33.48	0.00	0.00	262.05	0.00
2013	5.27	34.67	0.00	0.00	279.07	0.00
2014	13.56	35.26	0.00	0.00	301.11	0.00
2015	4.05	35.72	0.00	0.00	319.90	0.00
2016	0.00	36.60	0.00	40.39	332.23	0.00
2017	0.00	37.14	0.00	473.72	294.21	0.00
2018	0.00	27.66	0.00	659.87	290.05	0.00
2019	0.00	25.59	0.00	876.90	285.69	0.00
2020	0.00	25.59	0.00	1135.56	274.01	0.00
2021	0.00	23.56	0.00	1242.37	284.01	0.00
2022	0.00	23.56	0.00	1509.43	270.95	0.00
2023	0.00	23.56	0.00	1633.08	280.86	0.00
2024	0.00	21.46	0.00	1764.76	291.12	0.00
2025	0.00	21.46	0.00	2068.72	275.15	0.00
2026	0.00	17.78	0.00	2216.69	285.14	0.00
2027	0.00	16.61	0.00	2478.06	245.15	0.00
2028	0.00	15.79	0.00	2948.33	237.48	0.00
2029	0.00	14.87	0.00	3200.47	234.11	0.00
2030	0.00	14.87	0.00	3476.72	228.44	0.00
1982-1983	242.18	244.00				
1983-1984	252.39	253.00				

1984	281.52	240.00
1985	288.59	240.00
1986	358.00	280.00
1987	358.58	280.00
1988	358.82	335.00
1989	372.49	474.00
1990	374.08	401.00
1991	407.97	430.00
1992	418.62	443.00
1993	427.56	450.00
1994	437.77	457.00
1995	449.40	455.00
1996	457.94	457.70
1997	461.06	477.70
1998	494.89	457.70
1999	510.99	543.20
2000	525.56	545.20
2001	545.42	509.00
2002	563.15	589.00
2003	581.81	589.00
2004	601.43	635.80
2005	625.04	625.80
2006	690.12	697.20
2007	610.82	603.70
2008	630.78	641.90
2009	652.48	662.50
2010	675.11	680.90
2011	694.99	702.20
2012	718.40	724.90
2013	738.25	715.70
2014	760.93	772.30
2015	784.48	785.40
2016	808.92	765.70
2017	834.00	883.00
2018	850.68	845.00
2019	858.08	818.00
2020	918.55	570.10
2021	942.50	570.10
2022	989.37	524.70
2023	997.18	524.70
2024	1028.25	524.70
2025	1019.56	477.90
2026	1068.43	477.90
2027	1118.26	396.10
2028	1151.20	370.00
2029	1188.30	351.80
2030	1220.58	331.20

DIFERENCIAS CON EL CASO DE REFERENCIA

COSTOS DE DESARROLLO=	3.52
COSTOS DE PRODUCCION=	12.73
COSTOS DE INVERSION Y OPERACION=	227.78
COSTO DE RECURSOS ALTERNATIVOS=	40.13
COMPRA DE GAS=	50.67
VALOR PRESENTE DE COSTOS=	334.83
VALOR PRESENTE DE BENEFICIOS=	817.64
COSTO DE OPORTUNIDAD DEL GAS (US\$ POR MPC) =	1.14
1 INVERSION Y FLUJO FINANCIERO	

AÑO	INVERSIONES		FLUJO FINANCIERO		IMPUESTOS
	MUNEDA NACIONAL	DIVISAS	MUNEDA NACIONAL	DIVISAS	
1982	6.58	0.60	6969.65	-28.16	15.74
1983	0.00	0.00	6969.97	-25.34	16.12
1984	239.20	67.20	6749.92	-33.88	15.94
1985	785.25	71.39	3704.90	-56.69	19.30
1986	51.82	4.71	10750.92	-77.64	24.42
1987	19.74	1.79	11808.63	-75.13	28.26
1988	27.14	2.47	12809.42	-78.72	30.56
1989	103.58	7.87	13547.02	-93.85	29.73
1990	27.14	2.47	14104.21	-80.92	34.10
1991	54.29	4.54	15475.20	-89.53	37.19
1992	27.14	2.47	16828.25	-87.49	41.16
1993	27.14	2.47	18152.59	-90.46	44.64
1994	0.00	0.00	18792.97	-86.65	47.40
1995	0.00	0.00	19440.01	-87.43	49.24
1996	39.24	3.57	22135.27	-100.51	54.88
1997	0.00	0.00	23053.74	-95.29	58.78
1998	0.00	0.00	23932.98	-96.52	61.24
1999	37.75	3.43	27093.10	-110.22	63.19
2000	0.00	0.00	28173.48	-105.47	72.52
2001	37.31	3.29	31257.13	-119.52	80.38
2002	0.00	0.00	32924.19	-115.09	85.19
2003	0.00	0.00	3453.90	-116.81	88.64
2004	38.50	3.50	38284.84	-122.05	98.26
2005	0.00	0.00	39949.16	-119.30	103.97
2006	67.28	6.12	39142.13	-105.14	99.28
2007	21.47	1.95	42402.89	-103.82	109.62
2008	14.97	1.35	45296.78	-107.98	117.69
2009	15.94	1.54	48557.72	-114.23	126.48
2010	15.13	1.38	51767.60	-119.63	135.28
2011	18.01	1.54	55461.88	-126.71	145.23
2012	18.19	1.65	59418.27	-133.73	156.01
2013	17.11	1.58	63400.21	-140.49	166.92
2014	49.02	4.48	68235.11	-154.30	179.01
2015	119.35	10.85	71971.83	-172.06	186.91
2016	35.62	3.24	75684.56	-164.04	200.01
2017	0.00	0.00	67419.45	-139.10	179.61
2018	0.00	0.00	68554.50	-135.73	177.63
2019	0.00	0.00	65843.61	-132.29	175.52
2020	0.00	0.00	63041.29	-125.63	168.85
2021	0.00	0.00	65421.78	-128.97	175.52
2022	0.00	0.00	62487.10	-121.88	167.91
2023	0.00	0.00	64846.57	-125.19	174.52
2024	0.00	0.00	67290.30	-128.61	181.36
2025	0.00	0.00	63667.70	-120.47	171.85
2026	0.00	0.00	66046.95	-123.80	178.51
2027	0.00	0.00	58241.25	-105.55	153.83
2028	0.00	0.00	55116.19	-101.42	149.35
2029	0.00	0.00	54382.54	-99.20	147.54
2030	0.00	0.00	53112.97	-96.07	144.27
VALORES PRESENTES DE LO QUE RESTA EN EL2000					
DIFERENCIAS CON EL CASO DE REFERENCIA					
COSTOS DE DESARROLLO= -0.16					
COSTOS DE PRODUCCIÓN= 0.59					

COSTOS DE INVERSION Y OPERACION- 14.95
 COSTO DE RECURSOS ALTERNATIVOS= 34.89
 COMPRA DE GAS= 0.95
 VALOR PRESENTE DE COSTOS= 51.23
 VALOR PRESENTE DE BENEFICIOS= SR. 90.11
 I GASOLINA SINTETICA

	DESARROLLO	PRODUCCION	INVERSION	RECURSOS ALT	COMPRA GAS	BENEFICIOS
1982	0.75	11.85	0.00	0.00	33.82	0.00
1983	0.00	11.95	0.00	0.00	33.37	0.00
1984	0.00	10.77	20.03	0.00	32.63	0.00
1985	5.23	13.47	59.06	0.00	44.10	0.00
1986	11.22	18.72	96.26	0.00	64.95	149.76
1987	3.08	20.02	96.26	0.00	63.26	152.17
1988	9.88	19.62	96.26	0.00	69.26	154.58
1989	9.25	19.62	96.26	0.00	73.61	157.39
1990	6.17	20.97	96.26	0.00	80.30	159.80
1991	6.17	22.82	96.26	0.00	87.84	165.82
1992	0.00	21.37	96.26	0.00	85.27	172.24
1993	4.46	22.72	96.26	0.00	95.47	178.67
1994	0.00	22.66	96.26	0.00	96.87	185.49
1995	4.29	24.63	96.26	0.00	110.39	192.32
1996	0.00	24.40	96.26	0.00	112.04	199.55
1997	0.00	26.44	96.26	0.00	116.07	207.17
1998	4.24	26.44	96.26	0.00	131.51	215.20
1999	0.00	26.44	96.26	0.00	134.51	223.23
2000	0.00	29.44	96.26	0.00	139.28	231.67
2001	4.37	29.54	96.26	0.00	156.91	240.10
2002	0.00	30.48	96.26	0.00	179.24	249.33
2003	4.03	30.48	96.26	0.00	184.35	258.97
2004	0.00	32.22	96.26	0.00	203.29	268.60
2005	3.62	32.22	96.26	0.00	174.36	279.04
2006	0.00	33.83	0.00	0.00	189.08	0.00
2007	2.44	28.00	0.00	0.00	201.25	0.00
2008	1.70	25.52	0.00	0.00	215.37	0.00
2009	1.23	22.74	0.00	0.00	229.08	0.00
2010	1.72	20.57	0.00	0.00	245.07	0.00
2011	2.05	21.55	0.00	0.00	266.14	0.00
2012	5.69	32.90	0.00	0.00	277.24	0.00
2013	3.69	33.19	0.00	0.00	301.25	0.00
2014	10.26	34.51	0.00	0.00	302.86	0.00
2015	7.52	33.58	0.00	109.59	264.54	0.00
2016	0.00	28.56	0.00	527.98	245.94	0.00
2017	0.00	27.57	0.00	821.70	254.79	0.00
2018	0.00	25.59	0.00	919.56	243.34	0.00
2019	0.00	23.55	0.00	1171.16	252.19	0.00
2020	0.00	23.56	0.00	1284.37	246.78	0.00
2021	0.00	23.56	0.00	1393.82	255.81	0.00
2022	0.00	21.46	0.00	1668.30	241.24	0.00
2023	0.00	19.52	0.00	1794.85	250.33	0.00
2024	0.00	17.78	0.00	2081.08	236.34	0.00
2025	0.00	17.78	0.00	2223.05	245.15	0.00
2026	0.00	16.61	0.00	2514.67	237.48	0.00
2027	0.00	16.61	0.00	2678.06	234.11	0.00
2028	0.00	15.79	0.00	3200.47		0.00

2000	0.00	14.07	0.00	3476.72	228.44	0.00
1	DEMANDA	PRODUCCION				
2	1982	252.18	254.00			
3	1983	252.39	254.00			
4	1984	238.33	240.00			
5	1985	248.69	250.00			
6	1986	417.00	417.00			
7	1987	417.56	415.00			
8	1988	424.02	437.00			
9	1989	431.49	437.00			
10	1990	453.38	457.00			
11	1991	455.97	495.00			
12	1992	475.62	475.00			
13	1993	486.55	507.70			
14	1994	495.77	504.70			
15	1995	528.48	548.60			
16	1996	525.94	543.60			
17	1997	540.06	543.60			
18	1998	553.89	589.00			
19	1999	529.97	589.00			
20	2000	507.56	589.00			
21	2001	604.42	635.00			
22	2002	622.15	635.80			
23	2003	640.81	678.90			
24	2004	660.43	678.90			
25	2005	681.04	717.60			
26	2006	590.12	597.60			
27	2007	610.02	623.70			
28	2008	620.78	641.90			
29	2009	652.48	652.50			
30	2010	673.11	659.90			
31	2011	694.97	702.80			
32	2012	715.40	732.80			
33	2013	738.25	739.30			
34	2014	760.92	768.70			
35	2015	784.48	748.00			
36	2016	808.92	695.10			
37	2017	834.33	570.10			
38	2018	860.68	570.10			
39	2019	888.08	524.70			
40	2020	916.55	524.70			
41	2021	945.50	524.70			
42	2022	969.37	477.90			
43	2023	997.16	477.90			
44	2024	1026.25	434.60			
45	2025	1055.65	434.80			
46	2026	1085.43	396.10			
47	2027	1118.26	396.10			
48	2028	1151.20	370.00			
49	2029	1185.50	351.80			
50	2030	1220.58	331.20			
DIFERENCIAS CON EL CASO DE REFERENCIA						
51	COSTOS DE DESARROLLO=		6.63			
52	COSTOS DE PRODUCCION=		25.25			
53	COSTOS DE INVERSION Y OPERACION=		587.25			
54	COSTO DE RECURSOS ALTERNATIVOS=		82.45			
55	COMPRA DE GAS=	100.69				

VALOR PRESENTE DE COSTOS= 602.27
 VALOR PRESENTE DE BENEFICIOS= 776.24
 COSTO DE OPORTUNIDAD DEL GAS (USD POR MPC) = 1.06
 1 INVERSIONES Y FLUJO FINANCIERO

AÑO	INVERSIONES		FLUJO FINANCIERO		IMPUESTOS
	MONEDA NACIONAL	DIVISAS	MONEDA NACIONAL	DIVISAS	
1982	6.58	0.60	6969.65	-28.16	15.74
1983	0.00	0.00	6969.97	-26.34	16.12
1984	1934.00	176.00	6596.45	-47.74	15.94
1985	1983.06	180.19	6099.96	-84.61	19.30
1986	96.71	8.97	11948.68	-138.64	26.87
1987	27.14	2.47	13416.37	-130.72	33.03
1988	27.14	2.47	12691.41	-130.51	33.91
1989	81.43	7.40	14193.58	-140.23	33.48
1990	54.29	4.94	15939.20	-140.13	38.88
1991	54.29	4.94	17622.23	-144.39	43.20
1992	0.00	0.00	17617.61	-134.06	45.30
1993	29.24	3.07	19541.88	-145.35	48.93
1994	0.00	0.00	20270.96	-139.66	52.35
1995	37.75	3.43	22951.14	-152.55	57.98
1996	0.00	0.00	23731.98	-147.05	61.52
1997	0.00	0.00	24692.30	-148.40	64.20
1998	37.34	3.39	27828.46	-161.96	71.11
1999	0.00	0.00	26906.33	-157.27	75.39
2000	0.00	0.00	30041.45	-158.86	78.57
2001	38.50	3.50	32662.56	-173.42	86.83
2002	0.00	0.00	35048.48	-168.94	91.96
2003	35.45	3.22	38863.73	-182.99	100.86
2004	0.00	0.00	40425.63	-179.30	106.44
2005	31.83	2.89	44721.84	-170.36	116.18
2006	0.00	0.00	39209.41	-94.07	101.75
2007	21.47	1.95	42402.89	-103.82	109.62
2008	14.97	1.36	48296.78	-107.93	117.69
2009	15.94	1.54	48557.72	-114.23	126.48
2010	15.13	1.38	51767.60	-119.63	135.28
2011	16.01	1.64	55461.88	-126.71	145.23
2012	51.32	4.71	60032.37	-140.69	156.48
2013	22.47	2.25	62840.54	-141.84	164.91
2014	90.56	8.23	67875.22	-160.45	176.64
2015	54.41	5.86	68593.86	-155.76	179.82
2016	0.00	0.00	60532.38	-126.45	160.94
2017	0.00	0.00	56357.55	-116.28	150.14
2018	0.00	0.00	58463.38	-119.23	156.04
2019	0.00	0.00	55914.30	-112.68	149.51
2020	0.00	0.00	58020.93	-115.63	155.41
2021	0.00	0.00	60211.90	-118.70	161.54
2022	0.00	0.00	56913.54	-111.01	152.94
2023	0.00	0.00	59052.66	-114.02	158.95
2024	0.00	0.00	55761.05	-105.57	150.29
2025	0.00	0.00	57925.75	-109.60	156.35
2026	0.00	0.00	54742.01	-102.61	147.95
2027	0.00	0.00	56841.25	-105.55	153.83
2028	0.00	0.00	55116.19	-101.42	149.35
2029	0.00	0.00	54382.54	-99.20	147.54
2030	0.00	0.00	53112.97	-96.07	144.27

1 VALORES PRESENTES DE LO QUE RESTA EN EL2000
 2 DIFERENCIAS CON EL CASO DE REFERENCIA
 3 COSTOS DE DESARROLLO= -0.29
 4 COSTOS DE PRODUCCION= 1.20
 5 COSTOS DE INVERSION Y OPERACION= 26.44
 6 COSTO DE RECURSOS ALTERNATIVOS= 71.70
 7 COMPRA DE GAS= 2.23
 8 VALOR PRESENTE DE COSTOS= 119.28
 9 VALOR PRESENTE DE BENEFICIOS= 107.57

10 VALOR PRESENTE DE GAS # 191.
 11 GAS LICUADO

12 COSTOS AÑO POR AÑO

	DESARROLLO	PRODUCCION	INVERSION	RECURSOS ALT	COMPRA GAS	BENEFICIOS
1992	0.75	11.85	0.00	0.00	33.82	0.00
1993	0.00	11.36	0.00	0.00	33.37	0.00
1994	0.00	10.77	0.00	0.00	32.63	0.00
1995	5.20	13.47	0.00	0.00	44.10	0.00
1996	2.52	14.55	0.00	0.00	48.15	0.00
1997	0.00	14.57	0.00	0.00	48.26	0.00
1998	2.00	14.91	35.93	0.00	52.77	0.00
1999	3.97	15.04	71.85	0.00	57.04	0.00
2000	+5.07	35.90	97.55	0.00	152.73	330.14
2001	6.06	37.07	97.55	0.00	144.85	367.92
2002	5.55	37.12	97.55	0.00	149.85	405.70
2003	2.05	37.39	97.55	0.00	154.90	446.76
2004	2.07	35.25	97.55	0.00	164.19	489.46
2005	0.00	38.16	97.55	0.00	168.87	532.17
2006	3.82	39.77	97.55	0.00	183.81	576.52
2007	1.95	42.71	97.55	0.00	189.14	624.15
2008	1.74	41.54	97.55	0.00	200.97	673.42
2009	1.71	42.56	97.55	0.00	211.87	722.70
2010	1.45	43.14	97.55	0.00	223.68	775.26
2011	1.45	42.74	97.55	0.00	235.55	829.46
2012	1.32	41.76	97.55	0.00	248.47	886.95
2013	1.15	45.32	97.55	0.00	261.89	949.36
2014	1.26	45.93	97.55	0.00	274.46	1015.06
2015	4.42	42.67	97.55	0.00	288.58	1087.33
2016	1.05	43.17	97.55	230.22	278.73	1141.54
2017	1.01	43.65	97.55	256.85	290.64	1197.38
2018	1.00	44.13	97.55	288.26	304.35	1258.15
2019	0.00	20.57	61.63	323.16	318.96	1320.57
2020	0.00	31.32	0.00	0.00	228.52	0.00
2021	1.00	31.43	0.00	0.00	242.60	0.00
2022	0.00	28.86	0.00	46.75	252.73	0.00
2023	0.00	27.88	0.00	276.97	240.02	0.00
2024	0.00	23.92	0.00	413.49	240.63	0.00
2025	0.00	12.07	0.00	756.04	214.04	0.00
2026	0.00	10.23	0.00	1650.09	111.79	0.00
2027	0.00	10.23	0.00	1885.88	98.32	0.00
2028	0.00	10.23	0.00	2002.46	101.85	0.00
2029	0.00	9.29	0.00	2195.09	96.00	0.00
2030	0.00	8.46	0.00	2386.66	90.55	0.00
2031	0.00	7.64	0.00	2576.80	84.74	0.00
2032	0.00	6.86	0.00	2772.19	78.85	0.00
2033	0.00	6.06	0.00	2980.10	72.26	0.00
2034	0.00	5.23	0.00	3200.69	64.69	0.00
2035	0.00	4.48	0.00	3406.45	60.00	0.00

2074	0.00	4.07	0.00	5627.51	54.06	0.00
2077	0.00	1.94	0.00	3986.38	26.80	0.00
2080	0.00	1.44	0.00	4223.59	20.60	0.00
2089	0.00	0.96	0.00	4469.14	14.24	0.00
2090	0.00	0.48	0.00	4729.60	7.38	0.00

1						
1982						
1	1982	842.18	264.00			
2	1983	267.39	293.00			
3	1984	238.33	240.00			
4	1985	298.59	300.00			
5	1986	307.00	324.00			
6	1987	207.54	320.00			
7	1988	314.22	338.00			
8	1989	221.49	339.00			
9	1990	759.33	821.90			
10	1991	506.97	825.70			
11	1992	815.62	826.90			
12	1993	826.56	832.80			
13	1994	836.77	851.90			
14	1995	848.42	819.90			
15	1996	866.94	885.80			
16	1997	880.06	885.80			
17	1998	993.99	905.70			
18	1999	909.99	925.22			
19	2000	927.56	942.60			
20	2001	944.42	941.00			
21	2002	962.15	978.70			
22	2003	980.81	997.10			
23	2004	1000.43	1009.40			
24	2005	1021.04	1033.10			
25	2006	1040.12	950.40			
26	2007	1060.02	961.40			
27	2008	1080.78	972.50			
28	2009	1102.48	983.00			
29	2010	675.11	682.90			
30	2011	594.99	597.50			
31	2012	715.40	700.00			
32	2013	728.49	742.82			
33	2014	760.93	620.90			
34	2015	784.43	532.80			
35	2016	603.92	268.80			
36	2017	834.53	227.60			
37	2018	860.68	227.80			
38	2019	898.08	207.00			
39	2020	916.55	188.40			
40	2021	942.50	170.10			
41	2022	959.37	152.70			
42	2023	977.18	135.00			
43	2024	1026.25	115.60			
44	2025	1055.95	104.00			
45	2026	1026.43	90.60			
46	2027	1118.24	43.80			
47	2028	1151.20	32.10			
48	2029	1125.30	21.40			
49	2030	1220.98	10.70			

COSTOS DE PRODUCCION=	82.81
COSTOS DE INVERSION Y OPERACION=	383.78
COSTO DE RECURSOS ALTERNATIVOS=	369.52
COMPRA DE GAS=	277.49
VALOR PRESENTE DE COSTOS=	1114.04
VALOR PRESENTE DE BENEFICIOS	3028.97
COSTO DE OPORTUNIDAD DEL GAS (US\$/MPC) =	1.35

1 INVERSIONES Y FLUJO FINANCIERO

AÑO	INVERSIONES		FLUJO FINANCIERO		IMPUESTOS
	MONEDA NACIONAL	DIVISAS	MONEDA NACIONAL	DIVISAS	
1982	8.33	0.60	4929.65	-28.16	15.74
1983	0.00	0.00	4959.97	-26.34	16.12
1984	0.00	0.00	4843.10	-25.31	15.94
1985	45.05	4.19	8893.25	-39.76	19.30
1986	22.21	2.02	9996.49	-38.92	22.68
1987	0.00	0.00	10254.75	-35.34	24.41
1988	2508.28	227.84	10725.03	-70.06	25.61
1989	2560.52	232.73	10664.99	-108.67	25.06
1990	405.43	36.84	28374.71	-240.13	57.01
1991	53.50	4.85	29924.73	-184.12	73.28
1992	47.05	4.28	31170.98	-184.90	76.97
1993	18.01	1.64	32632.62	-182.52	81.97
1994	18.18	1.65	34769.12	-186.79	87.69
1995	0.00	0.00	36058.55	-185.46	91.97
1996	33.84	3.06	39159.56	-197.72	99.00
1997	0.00	0.00	40758.05	-194.38	104.62
1998	17.19	1.56	43324.56	-202.20	110.94
1999	15.30	1.39	45867.80	-206.66	117.88
2000	15.05	1.37	48610.98	-211.66	125.32
2001	14.31	1.30	51374.25	-216.55	132.85
2002	14.58	1.32	54361.66	-221.96	141.02
2003	15.13	1.33	57501.64	-227.63	149.49
2004	10.12	0.92	60496.29	-231.80	157.88
2005	11.27	1.02	63792.65	-237.50	166.89
2006	33.91	3.54	61459.70	-234.05	160.39
2007	9.21	0.84	64540.72	-234.17	169.88
2008	8.00	0.80	67767.36	-239.32	178.79
2009	8.50	0.80	71522.61	-216.10	188.27
2010	0.00	0.00	51782.74	-117.14	135.84
2011	0.00	0.00	50069.35	-122.83	144.82
2012	8.80	0.80	57385.98	-127.69	150.97
2013	0.00	0.00	54665.27	-118.68	144.43
2014	0.00	0.00	54897.86	-117.56	145.37
2015	0.00	0.00	48905.23	-103.40	129.77
2016	0.00	0.00	25579.49	-53.43	68.01
2017	0.00	0.00	22529.19	-46.48	60.02
2018	0.00	0.00	23371.01	-47.66	62.38
2019	0.00	0.00	22058.83	-44.45	58.98
2020	0.00	0.00	20833.16	-41.52	55.80
2021	0.00	0.00	19519.82	-38.48	52.37
2022	0.00	0.00	18185.23	-35.47	48.87
2023	0.00	0.00	16634.39	-32.21	44.90
2024	0.00	0.00	14953.42	-28.58	40.30
2025	0.00	0.00	13895.27	-26.29	37.50
2026	0.00	0.00	12521.16	-23.47	33.84

1	2027	0.00	0.00	6213.65	-11.54	15.82	
2	2028	0.00	0.00	4781.71	-8.80	12.96	
3	2029	0.00	0.00	3066.09	-6.03	8.98	
4	2030	0.00	0.00	1715.91	-3.10	4.66	

VALORES PRESENTES DE LO QUE RESIJA EN EL 2000
 DIFERENCIAS CON EL CASO DE REFERENCIA
 COSTOS DE DESARROLLO# -1.34
 COSTOS DE PRODUCCION# 7.82
 COSTO DE INVERSION Y OPERACION# 58.85
 COSTO DE RECURSOS ALTERNATIVOS# 321.32
 COMPRA DE GAS# 29.67
 VALOR PRESENTE DE COSTOS# 415.32
 VALOR PRESENTE DE BENEFICIOS# 537.41
 VALOR PRESENTE DE GAS# 492.
 1 PRODUCTO

1 COSTOS ANO POR ANO

	DESARROLLO	PRODUCCION	INVERSION	RECURSOS ALT	COMPRA GAS	BENEFICIOS
1982	0.75	11.55	0.00	0.00	33.82	0.00
1983	0.00	11.56	0.00	0.00	33.37	0.00
1984	0.00	10.77	0.00	0.00	32.63	0.00
1985	5.23	13.47	0.00	0.00	44.10	0.00
1986	2.52	14.55	0.00	0.00	48.15	0.00
1987	0.00	14.37	0.00	0.00	48.26	0.00
1988	2.50	14.91	8.82	0.00	52.77	0.00
1989	8.97	15.04	17.84	0.00	57.04	0.00
1990	3.08	15.23	19.35	0.00	61.69	22.38
1991	6.17	15.43	19.35	0.00	65.51	24.42
1992	9.25	18.41	19.35	0.00	76.44	32.41
1993	3.05	19.17	19.35	0.00	80.08	38.80
1994	0.00	19.04	19.35	0.00	81.38	44.80
1995	3.08	20.43	19.35	0.00	91.40	51.31
1996	4.42	22.31	19.35	0.00	104.03	57.96
1997	4.29	22.04	19.35	0.00	106.27	64.94
1998	0.00	23.40	19.35	0.00	121.50	72.03
1999	0.00	24.10	19.35	0.00	124.14	80.03
2000	4.24	26.44	19.35	0.00	140.65	88.12
2001	4.37	26.44	19.35	0.00	144.04	95.12
2002	0.00	28.54	19.35	0.00	162.48	102.98
2003	0.00	28.54	19.35	0.00	166.64	111.46
2004	4.03	30.48	19.35	0.00	185.65	120.97
2005	3.62	32.22	19.35	0.00	203.29	130.82
2006	11.90	32.54	19.35	0.00	215.36	139.74
2007	1.94	33.43	19.35	0.00	225.75	149.69
2008	1.83	34.38	19.35	0.00	240.06	159.82
2009	3.69	36.15	10.43	0.00	262.23	170.59
2010	1.71	36.98	1.51	0.00	276.97	182.57
2011	3.28	38.55	1.51	0.00	299.68	195.31
2012	1.72	39.38	1.51	0.00	316.82	209.45
2013	2.43	40.54	1.51	0.00	338.00	223.93
2014	3.30	42.13	1.51	0.00	364.75	239.34
2015	0.00	35.59	0.00	0.00	318.44	0.00
2016	0.00	36.65	0.00	0.00	339.53	0.00
2017	5.17	35.06	0.00	165.85	338.60	0.00
2018	0.00	30.62	0.00	565.44	304.79	0.00
2019	0.00	27.08	0.00	918.48	279.70	0.00
2020	0.00	27.08	0.00	1027.40	289.87	0.00
2021	0.00	23.56	0.00	1393.82	261.39	0.00

Year	DEMANDA	PRODUCCION	20.96	21.16	21.46	21.95	25.81	270.95	0.00
2022	0.00	0.00	43.96	0.00	1509.43	270.95	0.00	0.00	
2021	0.00	0.00	21.16	0.00	1794.85	255.81	0.00	0.00	
2020	0.00	0.00	21.46	0.00	1929.43	265.16	0.00	0.00	
2019	0.00	0.00	19.52	0.00	2223.05	250.33	0.00	0.00	
2018	0.00	0.00	17.78	0.00	2514.67	236.34	0.00	0.00	
2017	0.00	0.00	11.13	0.00	2150.14	166.36	0.00	0.00	
2016	0.00	0.00	11.13	0.00	3406.77	159.18	0.00	0.00	
2015	0.00	0.00	10.23	0.00	3676.22	151.66	0.00	0.00	
2014	0.00	0.00	8.46	0.00	4034.95	129.95	0.00	0.00	
2013	262.18	264.00							
2012	252.37	255.00							
2011	433.33	340.00							
2010	293.09	300.00							
2009	207.00	224.00							
2008	207.96	320.00							
2007	314.22	302.00							
2006	321.79	303.00							
2005	350.37	262.00							
2004	234.52	327.00							
2003	385.53	410.00							
2002	404.46	427.00							
2001	432.14	424.00							
2000	441.51	455.00							
1999	427.02	497.70							
1998	425.20	497.70							
1997	425.20	497.70							
1996	510.11	543.60							
1995	534.57	543.60							
1994	560.81	559.00							
1993	562.72	539.00							
1992	609.87	635.90							
1991	632.28	425.60							
1990	650.98	573.90							
1989	683.04	717.60							
1988	707.95	724.90							
1987	732.13	745.70							
1986	759.94	769.80							
1985	707.95	809.20							
1984	817.81	823.20							
1983	544.04	553.70							
1982	872.76	877.10							
1981	902.29	903.10							
1980	933.04	938.40							
1979	734.48	792.70							
1978	808.92	816.40							
1977	834.53	781.00							
1976	860.68	682.00							
1975	888.08	603.10							
1974	916.55	603.10							
1973	942.50	524.70							
1972	969.37	524.70							
1971	997.16	477.90							
1970	1026.25	477.90							
1969	1055.65	434.80							
1968	1056.43	396.10							
1967	1118.20	268.80							
1966	1101.10	248.00							

2029 1105.50 227.90
 2030 1120.58 182.40

DIFERENCIAS CON EL CASO DE REFERENCIA

COSTOS DE DESARROLLO= 1.92
 COSTOS DE PRODUCCION= 8.15
 COSTOS DE INVERSION Y OPERACION= 79.87
 COSTO DE RECURSOS ALTERNATIVOS= 49.20
 CONTRA DE GAS= 44.51
 VALOR PRESENTE DE COSTOS= 183.54
 VALOR PRESENTE DE BENEFICIOS= 248.84
 COSTO DE OPORTUNIDAD DEL GAS (US\$ POR MPC) = 1.53
 1 INVERSIONES Y FLUJO FINANCIERO

INVERSIONES

FLUJO FINANCIERO

ANO	MONEDA NACIONAL	DIVISAS	MONEDA NACIONAL L	DIVISAS	IMPUESTOS
1982	8.50	0.60	6969.65	-28.16	15.74
1983	0.00	0.00	6969.97	-26.34	16.12
1984	0.00	0.00	6843.10	-25.31	15.94
1985	46.06	4.17	8873.25	-39.76	19.30
1986	22.21	2.02	9996.49	-38.92	22.88
1987	0.00	0.00	10254.75	-35.34	24.41
1988	640.62	58.24	10962.71	-48.45	25.61
1989	594.96	63.18	11260.34	-65.46	25.06
1990	27.14	2.47	12886.73	-61.95	30.69
1991	54.29	4.94	13481.42	-67.66	31.45
1992	81.43	7.40	15682.76	-78.02	36.02
1993	27.14	2.47	16983.68	-71.99	41.37
1994	0.00	0.00	17571.06	-68.11	43.98
1995	27.14	2.47	19571.77	-77.45	48.24
1996	39.24	3.57	22294.17	-86.07	54.88
1997	0.00	0.00	23212.64	-80.84	58.78
1998	37.75	3.43	26291.68	-94.43	65.50
1999	0.00	0.00	27289.75	-89.56	69.53
2000	37.34	3.39	30680.92	-103.48	77.20
2001	0.00	0.00	31853.38	-98.93	81.75
2002	38.50	3.50	33686.80	-113.75	90.55
2003	0.00	0.00	37052.70	-109.27	95.68
2004	35.45	3.22	41066.99	-123.60	105.13
2005	31.83	2.85	45152.01	-131.26	116.18
2006	104.71	9.52	47286.77	-146.82	119.58
2007	17.11	1.55	50535.48	-138.19	131.37
2008	15.53	1.50	53871.06	-144.08	140.46
2009	32.47	2.95	58920.52	-149.15	153.31
2010	15.05	1.37	62606.77	-145.37	163.76
2011	28.87	2.62	67744.63	-157.16	177.20
2012	15.13	1.38	71887.27	-161.88	189.02
2013	21.39	1.94	76768.53	-171.46	202.12
2014	29.04	2.64	82427.75	-183.67	218.64
2015	0.00	0.00	72761.27	-153.84	193.08
2016	0.00	0.00	77650.05	-162.29	206.56
2017	45.49	4.14	77160.66	-166.78	204.01
2018	0.00	0.00	69738.63	-142.63	186.66
2019	0.00	0.00	64263.93	-129.52	171.85
2020	0.00	0.00	66690.38	-132.91	178.63
2021	0.00	0.00	60211.90	-118.70	161.54
2022	0.00	0.00	62487.10	-121.88	167.91

1	2023	0.00	0.00	59062.66	-114.02	158.95
2	2024	0.00	0.00	51288.42	-117.14	165.18
3	2025	0.00	0.00	57925.75	-109.60	156.35
4	2026	0.00	0.00	54742.01	-102.61	147.95
5	2027	0.00	0.00	35573.42	-71.60	104.39
6	2028	0.00	0.00	36942.75	-67.98	100.11
7	2029	0.00	0.00	35229.64	-64.26	95.58
8	2030	0.00	0.00	30212.83	-54.65	82.06
9	VALORES PRESENTES DE LO QUE RESTA EN EL 2000					
10	DIFERENCIAS CON EL CASO DE REFERENCIA					
11	COSTOS DE DESARROLLO=			0.04		
12	COSTOS DE PRODUCCION=			2.47		
13	COSTOS DE INVERSION Y OPERACION=			11.82		
14	COSTO DE RECURSOS ALTERNATIVOS=			42.79		
15	COMPRA DE GAS=	20.20				
16	VALOR PRESENTE DE COSTOS=			78.44		
17	VALOR PRESENTE DE BENEFICIOS=			108.10		
18	VALOR PRESENTE DE GAS =	20.				

MODELO DE EXPANSION DEL SISTEMA DE ENERGIA ELECTRICA

DESCRIPCION DEL MODELO

El modelo permite efectuar las estimaciones de costos por medio de una conceptualización del sistema en la cual se considera que éste puede representarse por medio de una planta con su respectivo embalse (representando todas las plantas con embalse del sistema), una planta a filo de agua y diversos grupos de plantas térmicas y de racionamiento. La representación anterior refleja las características principales del sistema; sin embargo, al utilizar se dicha representación se están omitiendo las limitaciones que pueden existir debidas a las individualidades de cada una de las componentes del sistema, lo cual conduce a la solución de un problema con menos restricciones que el problema hallado en la vida real, y por lo tanto conduce a una subestimación de los costos. No obstante, la experiencia con modelos que utilizan la representación anteriormente mencionada y modelos desagregados ha demostrado que la aproximación obtenida por medio del modelo agregado es suficientemente precisa para ser utilizada en un modelo de expansión en el largo plazo, especialmente para sistemas con una gran regulación o con un alto porcentaje de generación térmica.

Para la agregación del sistema se tienen en cuenta los siguientes criterios:

- a. El embalse agregado se expresa en términos de energía. Su contenido energético máximo corresponde a la suma de los contenidos energéticos de cada uno de los embalses que componen el sistema. Es de notar que el contenido energético de un embalse se evalúa con respecto a la totalidad

de la cadena de plantas donde el agua almacenada puede generarse.

b. Los aportes hidrológicos agregados, para un período dado, son así mismo expresados en términos de energía, hallándose al sumar los aportes hidrológicos en energía a cada una de las plantas. Para realizar el cómputo de los aportes hidrológicos agregados, debe asimismo, tenerse en consideración la cadena de plantas donde ellos tienen la oportunidad de generar energía.

c. Los aportes hidrológicos agregados se distribuyen entre energía para las plantas con embalse y energía para las plantas a filo de agua por medio de factores dependientes del período en consideración.

d. La potencia de las plantas con embalse corresponde a la suma de las potencias de cada una de las plantas con embalse. Así mismo, la planta a filo de agua tendrá una potencia igual a la suma de las potencias de cada una de las plantas a filo de agua.

e. Se agregan las plantas térmicas cuyas características técnicas y de costos de combustible sean similares.

f. Se consideran los posibles racionamientos del sistema (demanda no atendida) y se les asigna a ellos costos marginales crecientes. Para propósitos prácticos pueden agruparse aquellos racionamientos que tengan costos marginales similares y, por lo tanto, pueden tratarse como plantas térmicas que tienen un costo de operación igual a los costos marginales del racionamiento. La capacidad de cada

uno de estos grupos de racionamiento se define como un porcentaje de la demanda. La Figura No. 1 muestra la representación agregada a la cual se ha hecho referencia.

Los costos de operación de un sistema hidrotérmico tienen un carácter probabilístico puesto que dependen de las realizaciones de los aportes hidrológicos al sistema, los cuales son inciertos. Dada la naturaleza del problema ellos deben ser hallados por medio de un modelo que tengan en consideración este aspecto. El modelo que se describe a continuación utiliza el algoritmo de Programación Dinámica Estocástica para hallar las reglas óptimas de operación del sistema. El objetivo buscado es la minimización del valor esperado del valor presente de los costos de operación del sistema (costos de combustibles y de racionamiento).

La Programación Dinámica opera en forma recursiva, en tal forma que las decisiones asociadas con un período dado N son función de las decisiones tomadas en los períodos futuros, los cuales se denotarán por $N-1$ para el período inmediatamente posterior, $N-2$ para el período siguiente, etc.

$$\text{Sea } f_N \{e(N), Q(N); d_N\}$$

La esperanza del valor presente de los costos en que se incurre entre el período N y el período 0 dado un nivel de embalse $e(N)$, unos aportes hidrológicos $Q(N)$ y una decisión de embalsamiento d_N . Estos costos estarán compuestos por los costos de generación térmica y racionamiento en que se incurra durante el período N más los costos futuros debidamente descontados.

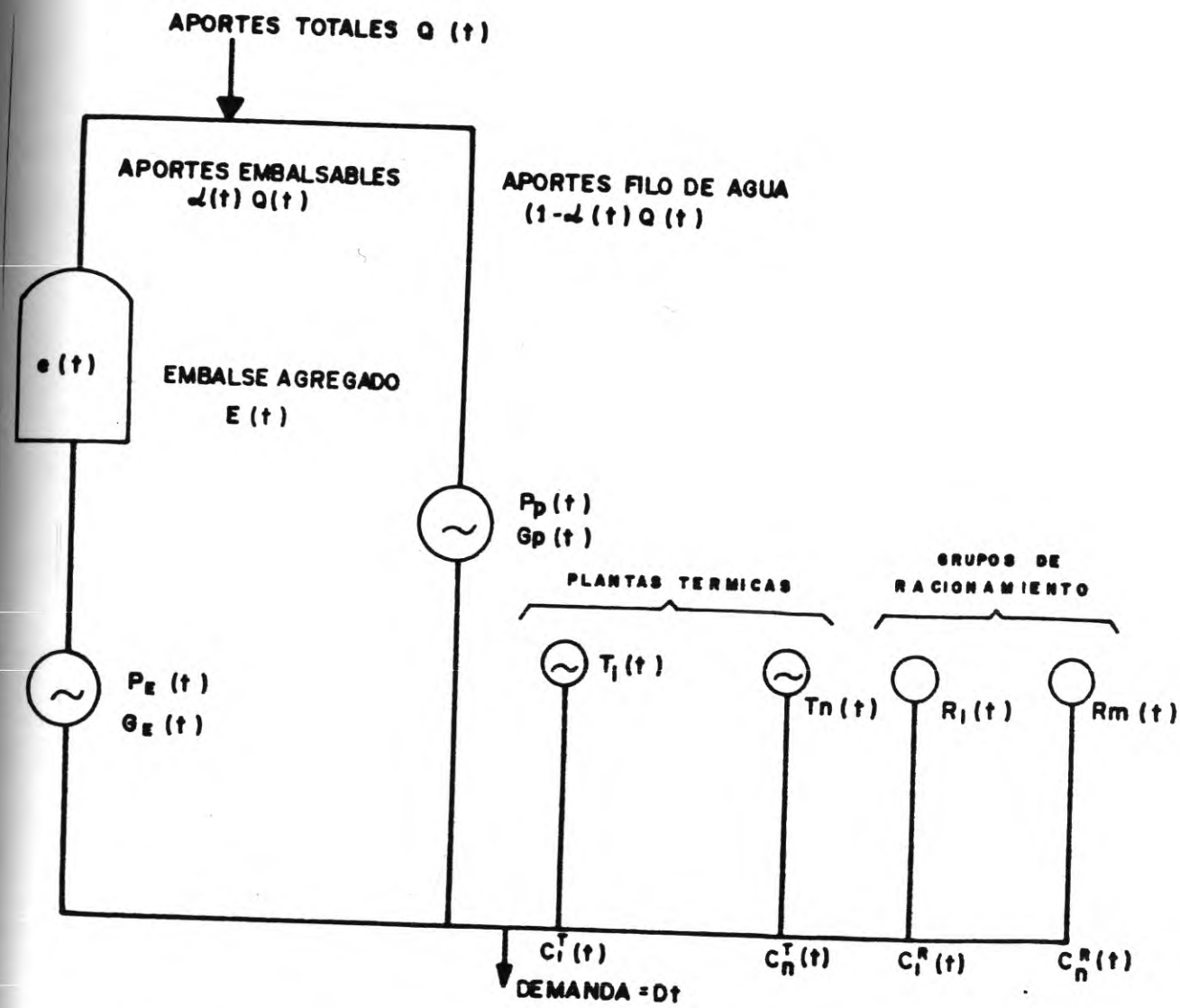


FIGURA I REPRESENTACION AGREGADA DEL SISTEMA

Los costos futuros presuponen una operación óptima hacia el futuro, la cual es obtenida por la forma recursiva como opera la Programación Dinámica. Así, para el período N, se pretende hallar la política óptima de desembalse para dicho período (d_N^*) dado que se conocen los costos de operar óptimamente el futuro.

$$\text{Sea: } f_N^* \{e(N), Q(N)\} = \min_{d_N} f_N \{e(N), Q(N); d_N\} \quad (1)$$

donde:

$$f_N \{e(N), Q(N); d_N\} = C_N \{d_N, Q(N)\} + \frac{E \{f_{N-1}^* \{e(N-1), Q(N-1)/Q(N)\}}{1 + r} \quad (2)$$

El término $C_N \{d_N, Q(N)\}$ representa los costos de generación en que se incurre en el período N, dada una decisión de desembalsamiento d_N .

Estos costos son fácilmente hallados por medio de un despacho de las plantas en curva de duración de carga del sistema.

El siguiente término en la ecuación representa la esperanza condicional de los costos futuros de operación, dado que se tomó la decisión d_N en el período N. Esta esperanza es condicional puesto que depende de los aportes hidrológicos $Q(N)$ del período anterior. Los costos futuros dependen del nivel del embalse ($e(N-1)$) que se tengan a la iniciación de dicho período y de la hidrología ($Q(N-1)$), la cual es una variable

condicionada puesto que depende de la ocurrencia $Q(N)$ en el período inmediatamente anterior.

La evolución de los niveles de embalse se lleva a cabo cumpliéndose la ecuación de continuidad.

Así,

$$e(N-1) = e(N) + \alpha(N) Q(N) - d_N$$

Es decir, el embalse al iniciarse el período $N-1$ es igual al embalse inicial en el período N , más los aportes hidrológicos al embalse durante dicho período menos los desembalses que se efectúen en el período.

Por lo tanto, el segundo término de la ecuación (2) puede expresarse como:

$$E \{f^* e(N-1), Q^j(N-1)/Q^i(N)\} =$$

$$\sum_{j=1}^{NH} f^* \{e(N) + \alpha(N) Q^i(N) - d_N, Q^j(N-1)\} \cdot P_{ij}$$

donde NH es el número de posibles estados de la hidrología.

$Q^i(N)$ y $Q^j(N-1)$ se utilizan para indicar que $Q(N)$ y $Q(N-1)$ se hallan en los estados hidrológicos i y j en los períodos N y $N-1$ respectivamente.

P_{ij} representa las probabilidades condicionales de pasar del estado i en el período N al estado j en el período $N-1$.

Bajo el supuesto de que los caudales evolucionan en el tiempo siguiendo un modelo markoviano de primer orden, tales probabilidades son fácilmente calculables. Así, la hidrología evoluciona en el tiempo de acuerdo a la siguiente ecuación:

$$\frac{Q(N-1) - \mu_{N-1}}{\sigma_{N-1}} = \rho \frac{Q(N) - \mu_N}{\sigma_N} + 1 - \rho \epsilon_{N-1}$$

μ_N y σ_N corresponde a la media y desviación típica de la variable $Q(N)$, ρ es el primer coeficiente de autocorrelación y μ_{N-1} es un residuo aleatorio con media 0 y desviación típica unitaria. Bajo el supuesto de que $Q(N)$ está distribuido normalmente, se observa que la variable $Q(N-1)$ condicionada en $Q(N)$ se distribuye normalmente siendo los parámetros de la distribución iguales a:

$$\text{Media} \sim \left(\frac{Q(N-1) - \mu_{N-1}}{\sigma_{N-1}} / Q_N \right) = \rho \frac{Q(N) - \mu_N}{\sigma_N}$$

$$\text{Varianza} \left(\frac{Q(N-1) - \mu_{N-1}}{\sigma_{N-1}} / Q_N \right) = 1 - \rho^2$$

Por lo tanto, se conoce la distribución de $Q(N-1)/Q(N)$ y por lo tanto, pueden hallarse las probabilidades de transición P_{ij} .

Ahora, para valores dados de $e(N)$ y $Q(N)$ es posible variar paramétricamente el valor de d_N hasta cuando se minimice la función $f_N(e(N), Q(N); d_N)$. La función optimizada se denomina $f_N^*(e(N), q(N))$.

El resultado de esta fase de optimización es una tabla de desembalse óptimo en cada período para un arreglo discreto de niveles de embalse a principios del período y aportes hidrológicos en el período considerado.

Conocidas estas reglas es posible ejecutar una simulación del sistema a lo largo de un número grande de años con aportes generados sintéticamente de acuerdo con las propiedades estadísticas de la hidrología y evaluar la esperanza de los costos de operación, posibilidades de racionamiento, operación del embalse, generación de los grupos térmicos y cantidades esperadas de déficit.

Aunque las tablas de desembalse óptimo estén hechas para valores discretos tanto del embalse como de la hidrología, en la simulación se tiene un valor cualquiera de nivel de embalse y de aportes, para los cuales se toma la decisión de desembalse interpolando linealmente en ambos sentidos de la tabla de desembalses óptimos. El costo asociado y la operación de las térmicas en cada período se obtienen del despacho del sistema.

Como en la fase de optimización serían necesarios muchos despachos, se efectúa primero una tabla de despachos para cada período variando paramétricamente la generación hidráulica, tablas en las cuales se interpolan posteriormente los costos y cantidades de generación térmica.

Para tener en consideración la expansión del sistema, el crecimiento de las demandas dentro del año y principalmente el efecto de continuidad en el estado de los embalses se utiliza el Modelo en forma dinámica en la cual la configuración del sistema puede tener modificaciones en cualquier

mes. En el proceso de optimización se inicia con las condiciones del sistema al final del período que se quiere considerar y se van obteniendo las tablas de desembalse óptimo hacia atrás, modificando en cualquier momento las condiciones del sistema hasta llegar al estado inicial.

La simulación se efectúa hacia adelante teniendo en cuenta las mismas modificaciones con lo cual se obtiene una continuidad en todo el período simulado.

En el proceso de simulación se permite un juego en la entrada de los proyectos para considerar atrasos imprevistos en la construcción. Si se desea utilizar esta opción se define la fecha más temprana y el mayor atraso esperado de cada proyecto en meses, se supone una distribución uniforme de los atrasos en ese intervalo y para cada secuencia simulada se genera al azar la fecha de cada proyecto. En este caso las tablas de optimización se construyen suponiendo que los proyectos entran en la fecha esperada de esa distribución.

Como resultado de este programa se tiene la generación esperada cada mes de cada grupo térmico, a partir de la cual se puede estimar la cantidad esperada de combustible.

VERSION82

LEC=5

READ(LEC, 100) IBOGO, IATRAS, ICONTI, ICOSTA, IPOTEN

IBOGO = 1, sistema rio Bogota
 IATRAS = 1, genera atrasos al azar
 ICONTI = 1, efectua simulacion unicamente
 ICOSTA = 1, considera la linea a 220
 IPOTEN = 1, lee demandas de potencia

IF(ICOSTA.EQ.1)READ(LEC, 115)MECOST, TRACOS, VALCOS (OPCIONAL)

MECOST = mes en el cual entra linea a 500
 TRACOS = capacidad de transporte linea, gwh/mes
 VALCOS = generacion termica a partir de la
 cual se transmite desde la costa

IF(IBOGO.GT.0)READ(LEC, 115)MEGANA, TGANA, GANAMA (OPCIONAL)

MEGANA = mes de entrada de Mesitas
 TGANA = factor de ganancia
 GANAMA = cantidad maxima de ganancia, gwh

READ(LEC, 100)MT1, MT2, ICODE, NMAXP, NAN, NPA, NEMB, NHID

MT1 = numero de grupos termicos, maximo 15
 MT2 = numero de grupos de racionamiento, maximo 15
 ICODE = 0, distribucion normal
 1, distribucion lognormal
 NMAXP = numero maximo de puntos en tablas de
 despachos, maximo 30
 NAN = numero de anos de optimizacion
 , periodo estacionario
 NPA = numero de periodos por ano == 12
 NEMB = numero de intervalos de embalse, maximo 15
 NHID = numero de intervalos de hidrologia, maximo 10

```
READ(LEC, 100)KW1, KW3, KW4, KW5, KW6, KW7, KW8, KPR2
```

```

KW = contoles de impresion
KPR2 = 0 , hidrologia generada
      1 , hidrologia promedio
      2 , lee hidrologia especifica

```

```
IF(ICONTY.EQ.1)KW7=0
```

```
READ(LEC, 100)MCERO, ICERO, ISIMUL
```

```

MCERO = mes en el cual comienza la simulacion
ICERO = ano en el cual comienza la simulacion
ISIMUL = 0, no ejecuta simulacion
        = 1, si ejecuta simulacion

```

```
READ(LEC, 102)DELTA, EMAXT, PMEMB, PMFAG, DEL2
```

```

DELTA = intervalo de desembalse, gwh
EMAXT = capacidad final del embalse, gwh
PMEMB = potencia final del embalse, Mw
PMFAG = potencia final filo de agua, Mw
DEL2 = intervalo de energia en despachos , gwh

```

```
READ(LEC, 102)PBARRA, RD, TASAN, FUME, FUMF, FDISP, PROBE, PLANTA
```

```

PBARRA = relacion potencia minima a maxima
TASAN = tasa anual de descuento
FUME = factor de utilizacion maximo del embalse
FUMF = factor de utilizacion maximo de filo de agua
FDISP = factor de disponibilidad de potencia
PROBE = probabilidad de extremos de hidrologia
PLANTA =factor de planta si no lee demandas
        de potencia

```

```
READ(LEC, 102)(PPRAN(I), I=1, MT2)
```

PPRAN = niveles de racionamiento %

```
READ(LEC, 102)(FCOST1(I), I=1, MT1)
```

FCOST1 = costo de generacion termica, us/kwh

```
READ(LEC, 102)(FCOST2(I), I=1, MT2)
```

FCOST2 = costo de racionamiento, us/kwh

```
READ(LEC, 108)(YBARRA(I), I=1, NPA)
```

YBARRA = promedios finales de aportes, gwh/mes

```
READ(LEC, 108)(YDESV(I), I=1, NPA)
```

YDESV = desviaciones finales de aportes, gwh

```
READ(LEC, 109)(YALFA(I), I=1, NPA)
```

YALFA = relacion final de aporte al embalse sobre
aporte total

```
READ(LEC, 109)(YCVAR(I), I=1, NPA)
```

YCAVAR = coeficientes de variacion de aportes
mensuales totales

```
READ(LEC, 102)(QTERM(I), I=1, MT1)
```

QTERM = potencia final de grupos termicos, Mw

```
READ(LEC, 102)(FUMAX(I), I=1, MT1)
```

FUMAX = factor de utilizacion maximo de termicas

```
READ(LEC, 102)(FUMIN(I), I=1, MT1)
```

FUMIN = factor de utilizacion minimo de termicas

```
READ(LEC, 102)(FACEC(I), I=1, MT1)
```

FACEC = sobrecosto de termicas, si se desea
penalizar utilizacion por debajo de un
nivel minimo determinado por caracteristicas
de suministro de combustible, se da en este campo
ese valor minimo

```
READ(LEC, 111) ISEMIL, NESTAD, NEANU, NANS, INPEM, INPDE, NCASOS, NCASAS
```

```
ISEMIL = semilla de generacion de # aleatorios
NESTAD = # de estadísticas mensuales = 20+INPEM+INPDE
NEANU = # de estadísticas anuales == 13
NANS = # de años de datos dinámicos, máximo 20
INPEM = # de intervalos de embalse en estadística
INPDE = # de intervalos de déficit en estadística
NCASOS = # de casos de simulación, máximo 300
NCASAS = # de años de simulación, puede ser menor
o igual a NANS
```

```
NPTOT=NANS*NPA
IF(KPR2.EQ.2) READ(LEC, 109)(QQ(I), I=1, NPTOT) (OPCIONAL)
```

QQ = serie de caudales para simulación, gwh

```
DO 5 I=1, NESTAD
  READ(LEC, 106)(PAME(I, J), J=1, 5)
```

PAME = nombres de estadísticas

```
DO 10 I=1, NEANU
  READ(LEC, 106)(PAMANU(I, J), J=1, 6)
```

PAMANU = nombres de estadísticas anuales

```
READ(LEC, 102)(VPEMB(I), I=1, INPEM)
```

VPEMB = valores de intervalos de embalses, %

```
READ(LEC, 102) (VPDEF(I), I=1, INPDE)
```

VPDEF = valores de intervalos de deficit, %

```
READ(LEC, 102) X0, EMBINC, EPSDEM
```

X0 = valor tipificado de la hidrologia del mes 0

EMBINC = embalse inicial, gwh

EPSDEM = epsilon de demanda para considerla deficit

```
READ(LEC, 108) (DEMEN(I), I=1, NPTOT)
```

DEMEN = valor de demanda gwh/mes

```
READ(LEC, 108) (COMPRA(I), I=1, NPTOT)
```

COMPRA = valor de los compromisos de compra (o venta), Gwh

```
IF(IBOGQ.EQ.1) READ(LEC, 108) (DAGUA(I), I=1, NPTOT) (OPCIONAL)
```

DAGUA = demandas de acueducto

```
IF(IBOGQ.EQ.1) READ(LEC, 108) (TEUSA(I), I=1, NPTOT) (OPCIONAL)
```

TEUSA = porcion de filo de agua para el acueducto

```
IF(IPOTEN.EQ.1) READ(LEC, 108) (DPMAX(I), I=1, NPTOT) (OPCIONAL)
```

DPMAX = demandas de potencia, Mw

DO 35 KRUED=1, 200
READ(LEC, 116) (DACAM(KRUED, I), I=1, 50)
35 CONTINUE

DACAM = características de los proyectos que entran
, maximo 200, no requieren orden, el ultimo debe
llevar senal

DACAM(KRUED, 2) = 1, proyecto hidroelectrico
2, proyecto termico

DACAM(KRUED, 3) = grupo termico al cual pertenece

DACAM(KRUED, 4) = potencia, Mw

DACAM(KRUED, 5) = valor del combustible cuando
cambia todo un grupo termico

DACAM(KRUED, 13) = embalse util, Gwh

DACAM(KRUED, 14) a DACAM(KRUED, 25) =
aportes mensuales, Gwh

DACAM(KRUED, 32) = factor de utilizacion maximo (termicas)

DACAM(KRUED, 33) = factor de utilizacion minimo (termicas)

DACAM(KRUED, 34) = costo de generacion US c/Kwh (termicas)

DACAM(KRUED, 35) a DACAM(KRUED, 39) = nombre del proyecto

DACAM(KRUED, 40) = 0, no modifica la hidrologia agregada

1, se modifica la hidrologia

2, los aportes no tienen varianza

DACAM(KRUED, 41) = 0, excepto el ultimo proyecto en el
paquete de datos

DACAM(KRUED, 42) = ano de entrada

DACAM(KRUED, 43) = mes de entrada

DACAM(KRUED, 44) = rango posible de atraso

DACAM(KRUED, 45) = embalse inicial, Gwh

DACAM(KRUED, 46) = embalse que se modifica por cadena

DACAM(KRUED, 47) = fraccion de hidrologia al embalse

DACAM(KRUED, 48) = fraccion de potencia al embalse

DACAM(KRUED, 49) = factor de la cadena antes del proyecto

DACAM(KRUED, 50) = factor de la cadena despues del proyecto

FORMATOS USADOS PARA LECTURA DE DATOS

100 FORMAT(16I5)

102 FORMAT(8F10.4)

106 FORMAT((20A4))

108 FORMAT(12F6.1)

109 FORMAT(12F6.4, 8X)

111 FORMAT(I10, 14I5)

115 FORMAT(I5, 2F5.0)

116 FORMAT(F3.0, F2.0, F3.0, F7.1, 1X, 2(F7.1, 1X), 2(F3.0, 1X), F4.0, F3.0, 1X,
12(F4.2, 1X), F7.1/12F6.1/5F7.2, 1X, F1.0, 1X, 3(F4.2, 1X), 5A4/F1.0, F2.0,
22F4.0, F2.0, 2F8.1, 2F4.3, 2F8.1)

OBSERVACIONES Y COMENTARIOS

Si un proyecto tiene fecha de entrada posterior al periodo de optimizacion lo coloca en el ultimo mes
Si la fecha de entrada es anterior al primer mes de simulacion no considera esa modificacion

El primer ano de datos de demandas corresponde al primer mes de simulacion

Para correr el programa dar comando PH DINAMICO

DINAMICO es un comando en el cual se deben definir el archivo en el cual se encuentran los datos y el archivo en el cual se desea la salida

COMO COMENT

I nombre del archivo de datos
L nombre del archivo de salida
SEG #VERSION82
C nombre del archivo de datos
C nombre del archivo de salida
COMO -END
CO -END

LISTADO DE DATOS PROGRAMA DINAMICO

EJEMPLO

0	01	000000	0											
13	4	0	20	03	12	10	7	0						
0	1	0	1	0	1	1	00							
5	1982	1												
50.		23953.	10507.	11724.				20.						
0.4		0.65	0.12	0.9				0.9	0.9	0.02	0.63			
.04		.10	0.20	1.01										
		0.0166	0.0274	0.0167	0.0180	0.0152	0.0474	0.0425						
0.0552		0.0885	0.0115	0.0136	0.0100									
.10		.15	.20	.30										
62995	56840	63564	85120	110927	107964	97932	87370	84997	101355	113168	86697			
16216	14057	16805	18133	24430	18288	14339	8350	12945	17770	16353	20200			
0.404	0.383	0.399	0.445	0.484	0.531	0.569	0.570	0.539	0.484	0.451	0.421			
.239	.247	.266	.214	.221	.170	.147	.096	.153	.176	.145	.233			
204.0	418.5	50.	175.	345.	490.2	211.	225.0							
382.0	127.5	150.	150.	500.										
0.5	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.5	0.7				
0.4	0.65	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.5	0.7				
0.49	0.30	0.30	0.30	0.30	0.30	0.30	0.30	0.30	0.05	0.05	0.05			
0.05	0.05	0.30	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.05	0.05	0.05			
0.	0.4	0.5	0.4	0.2	0.2	0.	0.	0.	0.	0.	0.			
0.	0.	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.	0.	0.			
	397	29	13	20	4	5	100	19		001	06			

CAUDAL TOTAL GWH
 CAUDAL EMBALSE GWH
 EMBALSE GWH
 EMBALSE %
 VERTIM. EMBALSE GWH
 NIVEL EMBALSE GWH
 NIVEL EMBALSE %
 CAUDAL FILO AGUA GWH
 GENERACION FILO AGUA
 GENERACION FILO %
 GENER. TERMICA GWH
 GENER. TERMICA %
 GEN HIDRO MENOR GWH
 GEN HIDRO MENOR %
 DEFICIT GWH
 DEFICIT % DEMANDA
 COSTO TOTAL
 COSTO TERMICA
 COSTO RACIONAMIENTO
 PROBABILIDAD DEFICIT
 EMBALSE 0-10
 EMBALSE 10-50
 EMBALSE 50-90
 EMBALSE 90-100

1998 1 175. 1.42 .7 .3 1.67
 2 4 175. 1.42 .7 .3 1.56
 1993 1 175. 1.23 .7 .3 1.42
 2 4 175. 1.07 .7 .3 1.23
 1988 1 345. 1.73 .7 .3 1.80
 2 5 345. 1.67 .7 .3 1.73
 1993 1 490.2 1.62 .7 .3 1.67
 2 6 490.2 1.47 .7 .3 1.52
 1998 1 340.2 1.37 .7 .3 1.47
 2 6 340.2 1.35 .7 .3 1.42
 1983 1 150. 1.10 .7 .3 1.37
 2 11 150. 1.04 .7 .3 1.15
 1998 1 211. 4.07 .7 .3 1.10
 2 7 211. 3.52 .5 .05 4.74

1998 1 175. 1.42 .7 .3 1.67
 2 4 175. 1.42 .7 .3 1.56
 1993 1 175. 1.23 .7 .3 1.42
 2 4 175. 1.07 .7 .3 1.23
 1988 1 345. 1.73 .7 .3 1.80
 2 5 345. 1.67 .7 .3 1.73
 1993 1 490.2 1.62 .7 .3 1.67
 2 6 490.2 1.47 .7 .3 1.52
 1998 1 340.2 1.37 .7 .3 1.47
 2 6 340.2 1.35 .7 .3 1.42
 1983 1 150. 1.10 .7 .3 1.37
 2 11 150. 1.04 .7 .3 1.15
 1998 1 211. 4.07 .7 .3 1.10
 2 7 211. 3.52 .5 .05 4.74

					.5	.05	4.07
1993	01						
2	7	211.	3.41				
					.5	.05	3.52
1988	01						
2	7	211.	3.36				
					.5	.05	3.41
1983	01						
2	8	225.	3.64				
					.7	.05	4.25
1998	01						
2	8	225.	3.15				
					.7	.05	3.64
1993	1						
2	8	225.	3.05				
					.7	.05	3.15
1988	01						
2	8	225.	3.00				
					.7	.05	3.05
1983	01						
2	9	382.	4.73				
					.6	.05	5.52
1998	01						
2	9	382.	4.09				
					.6	.05	4.73
1993	01						
2	9	382.	3.97				
					.6	.05	4.09
1988	01						
2	9	382.	3.91				
					.6	.05	3.97
1983	01						
2	10	127.5	7.17				
					.65	.05	8.85
1998	01						
2	10	127.5	5.81				
					.65	.05	7.17
1993	01						
2	10	127.5	4.71				
					.65	.05	5.81
1988	01						
2	10	127.5	4.15				
					.65	.05	4.71


```

DIMENSION ETEDE(15,10), COSCON(15,10), Q3(10), Q4(10), COSCTE(15,10)
COMMON/COM1/Q1(240,10), Q2(12,10), QBARRA(12), QDESV(12),
1 QPREM(12), QPRFA(12), ALFA(12), CVAR(12), NHID, ICODE
COMMON/COM2/RO, PTRAN(10,10), GEST(10)
COMMON/COM4/COSC1(15,10), COSC2(15,10), DESEMB(15,10), STOR(15)
2 , STAR(15), NEMB, NEMB2, ANEMB, EMAXT
COMMON/COM6/DESMAX, DESFAQ, GENER(30), COSTOS(30), NCOSTS, QTER(30),
1 CTER(30), RACION(30), CRAC(30), NMAXP
COMMON/COM12/PAME(40,5), QG(240), YBARRA(12), YDESV(12), YALFA(12),
1 YCVAR(12), YPRFA(12), YPREM(12), X0, EMBINC, ISEMIL, NESTAD, NEANU, NPA,
2 PAMANU(15,6), NANS, EPSDEM, INPEM, INPDE, VPEMB(6), VPDEF(13), TASA
COMMON/C2/T, PMAX, PMEMB, PMFAQ, FUME, FUMF, ENMEN, QENMAX, EREAL,
1 EMTERM, MT1, MT2, NTP
COMMON/C3/PPRAN(15), FCOST2(15), DEL2 , PPMAX(15), PPMIN(15)
COMMON/C4/FDISP, PBARRA
COMMON/COSTA/CTOTA(15), CTERMA(15)
COMMON/C6/DESINC, DELEMB, DELEM1, KC, KK, NEVENT, ICONTI
COMMON/C7/PROB, PROBE, NHID1
COMMON/CMN3/TGANA, MEGANA, KGANNA, GANAMA
COMMON/CMN4/KW1, KW3, KW4, KW5, KW6, KW7, KPR2, IMP
COMMON/CMN7/DEMEN(240), DPMAX(240), COMPRA(240)
COMMON/CMN13/INREQ, NAR1, EMATA(240)
COMMON/CMN14/ICERO, MCERO, DACAM(200,50), NUCA, IORDE(200)
COMMON/EMBDG/GTERM(15), FUMIN(15), FUMAX(15), CCOM(15), FACEC(15)
COMMON/EAAB/DAGUA(240), TEUSA(240), JNCAM(240), NCASOS, IATRAS
COMMON/LINEA/ICOSTA, MECOST, TRACOS, VALCOS, KWB
COMMON/F$IOBF/BOOM(300)
BERT SYSCOM>KEYS.F
CALL ATTDEV(5,8,1,40)
CALL SRCH$$ (K$RDWR+K$IUFD, 'TABLASB', 7,8,TYPE, CODE)
CALL ATTDEV(6,8,2,66)
CALL ATTDEV(8,8,8,300)
LEC=5
IMP=6
NAR1=8
KGANA=0
READ(LEC,100)IBOQO, IATRAS, ICONTI, ICOSTA, IPOTEN
IF(ICOSTA.EQ.1)READ(LEC,115)MECOST, TRACOS, VALCOS
IF(IBOQO.GT.0)READ(LEC,115)MEGANA, TGANA, GANAMA
IF(IBOQO .GT.0)KGANA=1
READ(LEC,100)MT1, MT2, ICODE, NMAXP, NAN, NPA, NEMB, NHID
READ(LEC,100)KW1, KW3, KW4, KW5, KW6, KW7, KWB, KPR2
READ(LEC,100)MCERO, ICERO, ISIMUL
IF(ICONTI.EQ.1)KW7=0
READ(LEC,102)DELTA, EMAXT, PMEMB, PMFAQ, DEL2
READ(LEC,102)PBARRA, RO, TASAN, FUME, FUMF, FDISP, PROBE, PLANTA
IF(PLANTA.LT.PBARRA)PLANTA=PBARRA+0.23
READ(LEC,102)(PPRAN(I), I=1, MT2)
READ(LEC,102)(CCOM(I), I=1, MT1)
READ(LEC,102)(FCOST2(I), I=1, MT2)
READ(LEC,108)(YBARRA(I), I=1, NPA)
READ(LEC,108)(YDESV(I), I=1, NPA)
READ(LEC,109)(YALFA(I), I=1, NPA)

```

```

READ(LEC, 109)(YCVAR(I), I=1, NPA)
NTP=MT1+1
READ(LEC, 102)(GTERM(I), I=1, MT1)
READ(LEC, 102)(FUMAX(I), I=1, MT1)
READ(LEC, 102)(FUMIN(I), I=1, MT1)
READ(LEC, 102)(FACEC(I), I=1, MT1)
READ(LEC, 111)ISEMIL, NESTAD, NEANU, NANS, INPEM, INPDE, NCASOS, NCASAS
NPTOT=NANS*NPA
IF(KPR2.EQ.2) READ(LEC, 109)(QG(I), I=1, NPTOT)
DO 5 I=1, NESTAD
  READ(LEC, 106)(PAME(I, J), J=1, 5)
DO 10 I=1, NEANU
  READ(LEC, 106)(PAMANU(I, J), J=1, 6)
  READ(LEC, 102)(VPEMB(I), I=1, INPEM)
  READ(LEC, 102)(VPDEF(I), I=1, INPDE)
  READ(LEC, 102)XO, EMBINC, EPSDEM
  READ(LEC, 108)(DEMEN(I), I=1, NPTOT)
  READ(LEC, 108)(COMPRA(I), I=1, NPTOT)
  IF(ICOSTA.EQ.0)GO TO 20
  DO 15 I=1, MECOST
    COMPRA(I)=COMPRA(I)-TRACOS
  IULT=NCASAS+IULT
  IF(IULT.GT.NANS)IULT=NANS
  NPTOT=IULT*NPA
  NAN=NAN+NCASAS
  ICAMB=(NAN-IULT)*NPA+1
  DO 25 I=1, NPTOT
    DAGUA(I)=0.
    TEUSA(I)=0.
    JNCAM(I)=0
  25 DPMAX(I)=DEMEN(I)/(0.73*PLANTA)
  IF(IBOGO.EG.1)READ(LEC, 108)(DAGUA(I), I=1, NPTOT)
  IF(IBOGO.EG.1)READ(LEC, 108)(TEUSA(I), I=1, NPTOT)
  IF(IPOTEN.EG.1)READ(LEC, 108)(DPMAX(I), I=1, NPTOT)
  ZACU=DAGUA(NPTOT)
  ZFA=TEUSA(NPTOT)
  IP1=0
  NANS=NCASAS
  INIC=1
  NUCA=0
  NEVENT=0
  DO 35 KRUED=1, 200
    READ(LEC, 116)(DACAM(KRUED, I), I=1, 50)
    IF(IATRAS.EG.0)DACAM(KRUED, 44)=0
    MN=(DACAM(KRUED, 42)-ICERO)*12+DACAM(KRUED, 43)-1+DACAM(KRUED, 44)/2
    IF(MN.LT.1.)GO TO 32
    IF(MN.GT.NPTOT)DACAM(KRUED, 44)=0.
    IF(MN.GE.NPTOT)MN=NPTOT-1
    NUCA=NUCA+1
    IF(JNCAM(MN).EG.0)NEVENT=NEVENT+1
    ITT=MN
    JNCAM(ITT)=JNCAM(ITT)+1
    DACAM(KRUED, 43)=MN
  DO 30 I=1, 50
    DACAM(NUCA, I)=DACAM(KRUED, I)
  30 IF(DACAM(KRUED, 41).GT.0)GO TO 40
  35 CONTINUE

```

```

40 NUCO=NUCA-1
DO 42 I=1,NUCA
  IORDE(I)=I
42 DO 45 I=1,NUCO
  IMAS=I+1
DO 45 J=IMAS,NUCA
  IF(DACAM(IORDE(I),43).GE.DACAM(IORDE(J),43))GO TO 45
  KJ=IORDE(I)
  IORDE(I)=IORDE(J)
  IORDE(J)=KJ
45 CONTINUE
WRITE(IMP,205)MT2,NMAXP,NAN,NPA,NEMB,NHID,NANS,NEVENT,PBARRA,
  TASAN,FUME,FUMF,MT1,RO
NEVENT=NEVENT+1
WRITE(IMP,204)
T=(12/NPA)*730.0
TASA=(1.0+TASAN)**(1.0/NPA)
DO 50 I=1,NPA
  J=NPA-(I-1)
  QBARRA(I)=YBARRA(J)
  QDESV(I)=YDESV(J)
  ALFA(I)=YALFA(J)
  CVAR(I)=YCVAR(J)
  YPREM(J)=YBARRA(J)*YALFA(J)
  YPRFA(J)=YBARRA(J)-YPREM(J)
  QPRFA(I)=YPRFA(J)
50 QPREM(I)=YPREM(J)
CALL MATRAN
CALL HIDINT(NPA)
DO 60 I=1,NEMB
DO 60 J=1,NHID
  COSC1(I,J)=0.0
  COSC2(I,J)=0.0
  COSCTE(I,J)=0.0
60 COSCON(I,J)=0.0
NEMB1=NEMB-1
NEMB2=NEMB-2
ANEMB=NEMB2
STAR(1)=1.
STAR(NEMB)=0.
DO 65 I=2,NEMB1
65 STAR(I)=(ANEMB-I+1.5)/ANEMB
KK=NPTOT+1
ITCAM=1
CALL ACTUAO(NPTOT,ITCAM)
NYEAR=ICERO+NAN
DO 200 IAN=1,NAN
  NYEAR=NYEAR-1
DO 200 IPER=1,NPA
  IP1=IP1+1
  ITCAM=JNCAM(KK-1)
  IF(IP1.GT.ICAMB)CALL ACTUAO(NPTOT,ITCAM)
  IF(KPR2.EQ.1)QG(KK)=QBARRA(IPER)
  IF(ICONTI.EQ.1)GO TO 175
DO 150 JHID=1,NHID
DO 75 K1=1,NEMB
CTOTA(K1)=0.

```

```

CTERMA(K1)=0.
DO 70 K2=1, NHID
CTOTA(K1)=CTOTA(K1)+PTRAN(JHID, K2)*COSCON(K1, K2)
70 CTERMA(K1)=CTERMA(K1)+PTRAN(JHID, K2)*COSCTE(K1, K2)
CTOTA(K1)=CTOTA(K1)/TASA
75 CTERMA(K1)=CTERMA(K1)/TASA
QTOTAL=Q2(IPER, JHID)
GEMBAL=QTOTAL*ALFA(IPER)
GFAQ=QTOTAL-GEMBAL
IF(IBOGO.EQ.0)GO TO 80
IF(KK.LT.MEGANA)KGANA=0
IF(IP1.GE.ICAMB)ZFA=TEUSA(KK)
IF(IP1.GE.ICAMB)ZACU=DAGUA(KK)
ACUE=ZACU-ZFA*GFAQ
IF(ACUE.LT.0.)ACUE=0.
GFAQ=GFAQ-0.2*ZACU
DESFAQ=GFAQ
IF(DESFAQ.GT.GENMAX)DESFAQ=GENMAX
DESMAX=GENMAX-DESFAQ
80 DESAGR=DESMAX
IF(QFAQ.GT.DESFAQ) GFAQ=DESFAQ
IF(DESAGR.GT.(ENMEN-QFAQ)) DESAGR=ENMEN-QFAQ
IE=1
IF(KGANA.EQ.0)GO TO 85
GANAMA=GANAMA*(DESAGR+GFAQ)/(1.+TGANA)
IF(GANAMA.GT.GANAMA)GANAMA=GANAMA
DESAGR=DESAGR-GANAMA
85 IF(DESAGR.GT.ACUE)GO TO 95
90 CALL GNRC(IE, JHID, GEMBAL, GFAQ, ACUE, QGTER, DEFCIT)
DESEMB(IE, JHID)=ACUE
ETEDE(IE, JHID)=QGTER+DEFCIT
IF(IE.GE.NEMB)GO TO 150
IE=IE+1
GO TO 90
95 C2=CMTERM
C1=10.0D20
C4=0.
99 CALL GNRC(IE, JHID, GEMBAL, GFAQ, DESAGR, QGTER, DEFCIT)
IF(C1.LT.COSC1(IE, JHID))GO TO 145
DESAGR=DESAGR-DELTA
IF(DESAGR.LT.ACUE)GO TO 90
C1=COSC1(IE, JHID)
C2=COSC2(IE, JHID)
C4=QGTER+DEFCIT
GO TO 99
145 COSC1(IE, JHID)=C1
COSC2(IE, JHID)=C2
DESEMB(IE, JHID)=DESAGR+DELTA
ETEDE(IE, JHID)=C4
IF(IE.GE.NEMB)GO TO 150
DESAGR=DESEMB(IE, JHID)
IE=IE+1
GO TO 95
150 CONTINUE
DO 155 J=1, NHID
DO 155 I=1, NEMB
COSCON(I, J)=COSC1(I, J)

```



```

155 COSCTE(I, J)=COS2(I, J)
IF(KW1.LT.1) GO TO 175
DO 160 J=1, NHID
Q3(J)=ALFA(IPER)*Q2(IPER, J)
Q4(J)=Q2(IPER, J)-Q3(J)
II=NPA-(IPER-1)
IF(IAN.LE.(NAN-NANS))GO TO 200
WRITE(IMP, 222)NYEAR, II
WRITE(IMP, 237)EREAL, ENMEN, PMAX
WRITE(IMP, 226)(Q3(J), J=1, NHID)
WRITE(IMP, 227)(Q4(J), J=1, NHID)
WRITE(IMP, 228)
DO 164 I=1, NEMB
164 WRITE(IMP, 230)STOR(I), (DESEMB(I, J), J=1, NHID)
WRITE(IMP, 202)
WRITE(IMP, 223)NYEAR, II
WRITE(IMP, 226)(Q3(J), J=1, NHID)
WRITE(IMP, 227)(Q4(J), J=1, NHID)
WRITE(IMP, 228)
DO 172 I=1, NEMB1
DO 170 J=1, NHID
IF(I.EQ.1.OR.I.EQ.NEMB1) GO TO 168
COSCI(I, J)=(COSCON(I+1, J)-COSCON(I, J))/DELEMB
GO TO 170
168 COSCI(I, J)=(COSCON(I+1, J)-COSCON(I, J))/DELEM1
170 CONTINUE
172 WRITE(IMP, 231)STOR(I), STOR(I+1), (COSCI(I, J), J=1, NHID)
WRITE(IMP, 202)
175 IF(IAN.LE.(NAN-NANS))GO TO 200
DO 180 J=1, NHID
180 Q1(KK, J)=Q2(IPER, J)
INREG=KK
EMATA(KK)=STOR(1)
IF(ICONTE.EQ.1)GO TO 200
WRITE(NAR1'INREG)((ETEDE(I, J), J=1, NHID), I=1, NEMB)
IF(II.EQ.1)GO TO 185
IF(KW1.LT.2) GO TO 200
185 WRITE(IMP, 221)NYEAR, II
WRITE(IMP, 226)(Q3(J), J=1, NHID)
WRITE(IMP, 227)(Q4(J), J=1, NHID)
WRITE(IMP, 228)
DO 190 I=1, NEMB
190 WRITE(IMP, 230)STOR(I), (COSCON(I, J), J=1, NHID)
WRITE(IMP, 202)
WRITE(IMP, 247)NYEAR, II
WRITE(IMP, 226)(Q3(J), J=1, NHID)
WRITE(IMP, 227)(Q4(J), J=1, NHID)
WRITE(IMP, 228)
DO 195 I=1, NEMB
195 WRITE(IMP, 230)STOR(I), (ETEDE(I, J), J=1, NHID)
WRITE(IMP, 202)
200 CONTINUE
CALL ACTUAO(NPTOT, ITCAM)
IF(ISIMUL.EQ.1) CALL SIMULA(IBOGD, EMAXT)
CALL SRCH***(K*CLOS+KISEG, 'TABLASB', 7, 8, TYPE, CODE)
CALL EXIT
200 FORMAT(16I5)

```

```

102 FORMAT(8F10.4)
106 FORMAT((20A4))
108 FORMAT(12F6.1)
109 FORMAT(12F6.4, 8X)
111 FORMAT(I10, 14I5)
112 FORMAT(I5, 2F5.0)
113 FORMAT( 1X, 130('-')/)
114 FORMAT(1H1)
115 FORMAT(1H13X, 'NUMERO DE PLANTAS DE RACIONAMIENTO', ' ', I9//)
23X, 'NUMERO MAX. DE PUNTOS PARA LA CURVA DE COSTOS', ' ', I9//
33X, ' DE OPERACION CONTRA GENER. HIDRAULICA', ' ', I9//
43X, 'NUMERO DE ANOS PARA LA OPTIMIZACION', ' ', I9//
53X, 'NUMERO DE PERIODOS POR AÑO', ' ', I9//
63X, 'NUMERO DE ESTADOS DE EMBALSE(PROG. DINAMICA)', ' ', I9//
73X, 'NUMERO DE ESTADOS DE HIDROL.(PROG. DINAMICA)', ' ', I9//
83X, 'NUMERO DE ANOS PARA LA SIMULACION', ' ', I9//
93X, 'NUMERO DE CAMBIOS', ' ', I9//
A3X, 'RELACION POTENCIA MINIMA A POTENCIA MAXIMA', ' ', F12.3//
B3X, 'TASA ANUAL DE INTERES (%)', ' ', F12.3//
C3X, 'FACTOR UTILIZ. MAX. PLANTA CON EMBALSE', ' ', F12.3//
D3X, 'FACTOR UTILIZ. MAX. PLANTA FILO DE AGUA', ' ', F12.3//
43X, 'NUMERO DE PLANTAS TERMICAS', ' ', I10/
E3X, 'COEFICIENTE CORRELACION SERIAL CAUDALES', ' ', F13.3//)
21 FORMAT(1H1/3X, '** TABLA DE COSTOS DE CONTINUACION ACUMULADOS- (US
MILL) AÑO', I5, ' PERIODO ', I2, '**')
22 FORMAT(/ 3X, '** TABLA DE DESEMBALSAMIENTOS -EMBALSE AGREGADO- (GWH
1) AÑO ', I5, ' PERIODO ', I2, '**')
23 FORMAT(/ 3X, '** TABLA DE COSTOS DEL AGUA (US/KWH) AÑO ', I5, ' PERI
ODO ', I2, '**')
24 FORMAT(1X, 130('-')/2X, 'CAUDAL EMBALSE (GWH) I', 10F10.1)
27 FORMAT(2X, 'CAUDAL F. AGUA (GWH) I', 10F10.1)
28 FORMAT(1X, 22('-'), 'I'/2X, 'NIVEL EMBALSE (GWH) I'/1X, 22('-'), '+',
1107('-'))
30 FORMAT(7X, F9.1, 7X, 'I', 10F10.2)
37 FORMAT(/10X, 'DEMANDAS DE ENERGIA Y POTENCIA', 3F10.1/)
41 FORMAT(2X, F9.1, '-', 1X, F9.1, 1X, 'I', 10F10.3)
47 FORMAT( 3X, '** TABLA DE GENERACION NO HIDRAULICA GWH
1AÑO', I5, ' PERIODO ', I2, '**')
48 FORMAT(1H1/3X, '** TABLA DE COSTOS DE RACIONAMIENTO ACUMULADOS- (US
MILL) AÑO', I5, ' PERIODO ', I2, '**')
46 FORMAT(F3.0, F2.0, F3.0, F7.1, 1X, 2(F7.1, 1X), 2(F3.0, 1X), F4.0, F3.0,
1 1X, 2(F4.2, 1X), F7.1/12F6.1/5F7.2, 1X, F1.0, 1X, 3(F4.2, 1X), 5A4
2 /F1.0, F2.0, 2F4.0, F2.0, 2F8.1, 2F4.3, 2F8.1)
END
SUBROUTINE GNRC(IE, JHID, GEMBAL, GENFAQ, DESAGR, GGTER, DEFCIT)

```

GNRC

```

COMMON/COM4/COSC1(15, 10), COSC2(15, 10), DESEMB(15, 10),
2STOR(15), STAR(15), NEMB, NEMB2, ANEMB, EMAXT
COMMON/CMN3/TGANA, MEGANA, KGAN, GANAMA
COMMON/CCB/EMINC, FEINC, EMAX, IRES
COMMON/COSTA/CTOTA(15), CTERMA(15)

```

```

COMMON/COM6/DESMAX, DESFAG, GENER(30), COSTOS(30), NCOSTS, QTER(30),
1 CTER(30), RACION(30), CRAC(30), NMAXP
COMMON/C2/T, PMAX, PMEMB, PMFAG, FUME, FUMF, ENMEN, EMHIDR, EREAL,
1 EMTERM, MT1, MT2, NTP
COMMON/C3/PPRAN(15), FCOST2(15), GBLOG, PPMAX(15), PPMIN(15)
EMBLSE=STOR(IE)
EE=EMBLSE+GEMBAL-DESAQR
IF(EE.GT.EMAXT)EE=EMAXT
GENEMB=DESAQR
IF(EE.GT.0)GO TO 4
GENEMB=EMBLSE+GEMBAL
EE=0.01
4 GENTOT=GENEMB+GENFAG
IF(KGANA.EQ.0)GO TO 6
GANA=KGANA*GENTOT
IF(GANA.GT.GANAMA)GANA=GANAMA
GENTOT=GENTOT+GANA
6 IF(GENTOT.LT.GENER(1))GO TO 8
IF(GENTOT.GT.GENER(NCOSTS))GO TO 30
AIND=((GENTOT-GENER(1))/(GENER(NCOSTS)-GENER(1)))*(NCOSTS-1)
K1=AIND+1
IND=AIND
AIND=AIND-IND
TETA1=1-AIND
TETA2=AIND
COSTO=TETA1*COSTOS(K1)+TETA2*COSTOS(K1+1)
QTER=TETA1*QTER(K1)+TETA2*QTER(K1+1)
CCTER=TETA1*CTER(K1)+TETA2*CTER(K1+1)
DEFCIT=TETA1*RACION(K1)+TETA2*RACION(K1+1)
CDEFIC=TETA1*CRAC(K1)+TETA2*CRAC(K1+1)
GO TO 35
8 DEFCIT=ENMEN-GENTOT-QTER(1)
IF(DEFCIT.LE.0.0) DEFCIT=0.0
COSRAC=0.
FALTE=DEFCIT/EREAL
COSRAC=DEFCIT*FCOST2(1)
DO 15 I=2,MT2
IF(FALTE.LE.PPRAN(I-1))GO TO 25
15 COSRAC=COSRAC+(FALTE-PPRAN(I-1))*EREAL*(FCOST2(I)-FCOST2(I-1))
25 COSTO=COSRAC+CTER(1)
QTER=QTER(1)
CCTER=CTER(1)
CDEFIC=COSRAC
GO TO 35
30 COSTO=COSTOS(NCOSTS)
QTER=QTER(NCOSTS)
CCTER=CTER(NCOSTS)
DEFCIT=RACION(NCOSTS)
CDEFIC=CRAC(NCOSTS)
35 IF(IRES.EQ.0) GO TO 40
E2=EE*(1+FEINC)+EMINC
EMMO=EMAXT+EMAX
GO TO 45
40 E2=EE
EMMO=EMAXT
45 AUX=(E2/EMMO)*NEMB2
E3=E2/EMMO

```

```

NAUX=AUX
K1=NEMB2-NAUX
AUX=AUX-NAUX
IF(AUX.LT.0.5)GO TO 55
TETA1=AUX-0.5
GO TO 60
25 TETA1=.5+AUX
K1=K1+1
30 CONTINUE
K2=K1+1
IF(K1.GT.1)GO TO 70
TETA1=(STAR(2)-E3)/(STAR(2)-STAR(1))
GO TO 75
70 IF(K2.EQ.NEMB)TETA1=E3/STAR(NEMB-1)
75 TETA2=1.-TETA1
COSC1(IE, JHID)=TETA1*CTOTA(K1)+TETA2*CTOTA(K2)+COSTO
COSC2(IE, JHID)=TETA1*CTERMA(K1)+TETA2*CTERMA(K2)+CCTER
RETURN
END
SUBROUTINE CURCOS(ITCAM, KEFRA, GGNR)

```

CURCOS

```

COMMON/COM6/DESMAX, DESFAG, GENER(30), COSTOS(30), NCOSTS, QTER(30),
ICTER(30), RACION(30), CRAC(30), NMAXP
COMMON/C2/T, PMAX, PMEMB, PMFAG, FUME, FUMF, ENMEN, EMHIDR, EREAL,
I EMTERM, NPT, MT2, NTP
COMMON/C3/PPRAN(15), FCOST2(15), DEL2, PPMAX(15), PPMIN(15)
COMMON/C4/FDISP, PBARRA
COMMON/TERMA/CATER(15)
COMMON/CMN4/KW1, KW3, KW4, KW5, KW6, KW7, KPR2, IMP
COMMON/EMBDS/QTERM(15), FUMIN(15), FUMAX(15), CCOM(15), FACEC(15)
COMMON/DESLOC/GN(25), HN(25), PINF(25), PSUP(25), RPOT, FC, ENER(16)
COMMON/CURDES/Q(25), H(15), NCM(15), CCO(15),
I ENERT, ENEFAL, CT1, A1, A2, A3, A4, WTERM, TERM
FC =ENMEN/(PMAX*(T/1000.))
Q(1)=(PMEMB+PMFAG)*FDISP
IF(ITCAM.EQ.0)GO TO 20
RPOT=PBARRA
DO 5 I=1,NPT
L=I+1
Q(L)=QTERM(I)*FDISP
CCO(I)=CCOM(I)
DO 15 L=1,NPT
AS=100.0
DO 10 N=1,NPT
IF(CCO(N).GE.AS)GO TO 10
AS=CCO(N)
NN=N
CONTINUE
NCM(L)=NN
CCO(NN)=200.0
CONTINUE

```

PROGRAMA DINAMICO

```

IF (ABS(FC-RPOT).GT.0.001) GO TO 25
A1=0.0
GO TO 30
A1=(FC*(2.*FC*RPOT-2.*FC-RPOT**2.+1))/((FC-RPOT)**2.)
A2=-A1-2.
A3=-2.*FC*RPOT-2.*A1*RPOT+2.*FC+A1*FC
A4=((A1*(RPOT**2.))/FC)+(RPOT**2.)
IF (KEFRA.EG.1) GO TO 50
VINI=ENMEN-EMTERM
H(1)=ENMEN
CALL DSPCH
VFIN=ENER(1)
ACOSTS=(VFIN-VINI)/DEL2
NP1=ACOSTS
BP1=NP1
NCOSTS=NP1+1
IF (ACOSTS.GT.BP1) NCOSTS=NCOSTS+1
DELT=DEL2
IF (NCOSTS.LE.NMAXP) GO TO 45
NCOSTS=NMAXP
DELT=(VFIN-VINI)/(NMAXP-1)
GGNR=VINI
DO 80 K=1,NCOSTS
GENER(K)=GGNR
H(1)=GGNR
CALL DSPCH
QTER(K)=WTERM
CTER(K)=CT1
CRAC(K)=0.
RACION(K)=ENEFAL
IF (ENEFAL.LE.0.01) GO TO 70
FALTE=ENEFAL/EREAL
CRAC(K)=ENEFAL*FCOST2(1)
DO 60 I=2,MT2
IF (FALTE.LE.PPRAN(I-1)) GO TO 70
CRAC(K)=CRAC(K)+EREAL*(FALTE-PPRAN(I-1))*(FCOST2(I)-
FCOST2(I-1))
COSTOS(K)=CRAC(K)+CTER(K)
GGNR=GGNR+DELT
IF (KEFRA.EG.0) GO TO 93
DO 90 I=1,NPT
I2=I+1
CATER(I)=ENER(I2)
RETURN
IF (KW4.LT.1) GO TO 98
WRITE(IMP,205)
WRITE(IMP,206) (GENER(I),COSTOS(I),QTER(I),CTER(I),RACION(I),
CRAC(I),I=1,NCOSTS,KW4)
RETURN
FORMAT(//8X,'GENERACION',5X,'COSTO OPERACION',6X,'GENERACION',6X,
1'COSTO OPERACION',8X,'GENERACION',10X,'COSTOS'/8X,'HIDRAULICA',6X,
2'(TERM.+RACN.)',8X,'TERMICA',12X,'TERMICA',10X,'RACIONAMIENTO',6X,
3'RACIONAMIENTO'/8X,'(QWH/PER)',9X,'(US MILL)',9X,'(QWH/PER)',10X,
4'(US MILL)',11X,'(QWH/PER)',10X,'(US MILL)'/)
FORMAT(8X,F9.2,8X,F10.2,9X,F9.2,9X,F10.2,11X,F9.2,9X,F10.2)
END
CIRCUITINE DAS(XY F2 SACA.MES)

```

```

COMMON/COM1/Q2(240,10),V(12,10),GBARRA(12),GDESV(12),
1  GPREM(12),GPRFA(12),ALFA(12),CVAR(12),NHID(12),ICODE
COMMON/F$IOBF/BOOM(300)
COMMON/COM4/ COSC1(15,10),COSC2(15,10),DESEMB(15,10),
2STOR(15),STAR(15),NEMB,NEMB2,ANEMB,EMAXT
COMMON/CMN13/INREG,NAR1,EMATA(240)
INSERT SYSCOM>KEYS.F
INREG=MES
AUX=E2/EMATA(MES)
IF(AUX.GE.1.0)AUX=1.0
AUX=AUX+NEMB2
NAUX=AUX
AUX=AUX-NAUX
40 IF(AUX.LT.0.5)GOTO 60
TETA1=AUX-0.5
K1=NEMB2-NAUX
GO TO 70
40 TETA1=.5+AUX
K1=NEMB2-NAUX+1
40 K2=K1+1
READ(NAR1,INREG)((DESEMB(L,M),M=1,NHID),L=1,K2)
IF(K2.EQ.NEMB)GO TO 90
IF(K1.GT.1)GO TO 100
TETA1=2*(1.-AUX)
GO TO 100
40 TETA1=2*AUX
40 TETA2=1.-TETA1
IF(XX.GE.G2(MES,1))GOTO 120
DO 110 J=2,NHID
IF(XX.GE.G2(MES,J))GOTO 130
40 CONTINUE
BETA=(XX-G2(MES,NHID))/(G2(MES,NHID-1)-G2(MES,NHID))
Y1=DESEMB(K1,NHID-1)*TETA1+DESEMB(K2,NHID-1)*TETA2
Y2=DESEMB(K1,NHID)*TETA1+DESEMB(K2,NHID)*TETA2
GO TO 135
40 BETA=(XX-G2(MES,1))/(G2(MES,1)-G2(MES,2))
Y1=DESEMB(K1,1)*TETA1+DESEMB(K2,1)*TETA2
Y2=DESEMB(K1,2)*TETA1+DESEMB(K2,2)*TETA2
SACA=Y1+BETA*(Y1-Y2)
RETURN
40 BETA=(XX-G2(MES,J))/(G2(MES,J-1)-G2(MES,J))
Y1=DESEMB(K1,J-1)*TETA1+DESEMB(K2,J-1)*TETA2
Y2=DESEMB(K1,J)*TETA1+DESEMB(K2,J)*TETA2
SACA=Y2+BETA*(Y1-Y2)
RETURN
END
SUBROUTINE HIDINT(NPA)

```

HIDINT

```

COMMON/COM1/Q1(240,10),Q2(12,10),QBARRA(12),GDESV(12),
1 QPREM(12),QPRFA(12),ALFA(12),CVAR(12),NHID,ICODE
COMMON/C7/PROB,PROBE,NHID1
DO 40 I=1,NPA
XMEAN=QBARRA(I)
ST=GDESV(I)
DO 40 J=1,NHID
IF(J.EQ.1.OR.J.EQ.NHID) GO TO 21
P=PROBE+((NHID1-J)*PROB+(PROB/2.))
GO TO 23
21 IF(J.EQ.NHID) GO TO 22
P=1.-PROBE/2.
GO TO 23
22 P=PROBE/2.
23 CALL INGA(ICODE,XMEAN,ST,P,X)
Q2(I,J)=X
50 RETURN
END
SUBROUTINE DSPCH

```

DSPCH

```

DIMENSION FU(15),IPOS(25),CAP(25),TERMIN(15),TERMAX(15)
COMMON/EMBD5/GTERM(15),FUMIN(15),FUMAX(15),CCOM(15),FACEC(15)
COMMON/DESLOC/QN(25),HN(25),PINF(25),PSUP(25),RPOT,FC,ENER(16)
COMMON/CURDES/G(25),H(15),NCM(15),CCO(15)
1 ENERT,ENEFAL,CT1,A1,A2,A3,A4,WTERM,TERM
COMMON/C2/T,PMAX,PMEMB,PMFAQ,FUME,FUMF,EMAX,EMHIDR,EREAL,
1 EMTERM,NPT,MT2,NTP
COMMON/C4/FDISP,PBARRA
TMIL=T/1000.
NPH=NTP-NPT
TERM=0.
DO 220 N=1,NPT
FU(N)=FUMIN(N)
TFAC=TMIL *GTERM(N)/EMAX
TERMIN(N)=TFAC*FUMIN(N)
TERMAX(N)=TFAC*FUMAX(N)
20 TERM=TERM+TERMIN(N)
ENERT=0.
L=1
26 QN(L)=G(L)/PMAX
HN(L)=H(L)/EMAX
IF(HN(L)+TERM.GT.1)HN(L)=1.-TERM
28 CALL LOCOP(A1,A2,A3,A4,L)
37 ENERT=ENERT+ENER(L)
38 L=L+1
44 ENEHID=ENERT
ENEMIN=ENERT+TERM

```

```

IF ((ENEMIN+0.0001).GE.1.0) GO TO 254
249 FAL=1.0-ENEMIN
DO 250 I=1,NPT
N=NCM(I)
TAD=TERMAX(N)-TERMIN(N)
IF (TAD.GE.FAL) GO TO 252
FAL=FAL-TAD
250 FU(N)=FUMAX(N)
GO TO 254
252 FU(N)=(TERMIN(N)+FAL)*EMAX/(TMIL*QTERM(N))
254 N=NCM(L-NPH)
M=N+NPH
IULT=0
PINF(L)=0.
256 GN(M)=G(M)/PMAX
PECA=FU(N)*GN(M)/(FC*FDISP)
258 IF (PECA.GT.0.0001) GO TO 264
IF(L.GT.2) GO TO 260
PSUP(L)=PINF(L)
GO TO 262
260 PSUP(L)=PSUP(L-1)
262 PINF(L)=PSUP(L)
ENER(M)=0.
GO TO 294
264 IF (L.NE.2) PINF(L)=PSUP(L-1)
266 PSUP(L)=PINF(L)+GN(M)
NANT=0
268 IF (PSUP(L).GE.1.0) GO TO 270
IULT=0
GO TO 272
270 PSUP(L)=1.0
IULT=1
272 NINT=0
K=1
274 IF (PSUP(L).LE.PINF(K)) GO TO 276
IF (PINF(L).GE.PSUP(K)) GO TO 276
NINT=NINT+1
276 IF (IULT.NE.0) GO TO 280
IF (NINT.EQ.NANT) GO TO 282
IF (NINT.LE.0) GO TO 282
SEM=0.
KK=1
278 SEM=SEM+PSUP(KK)-PINF(KK)
PSUP(L)=SEM+PINF(L)+GN(M)
NANT=NINT
GO TO 268
280 SK=PINF(L)
SEM=1.0-CURIN(SK,RPOT,FC,A1,A2,A3,A4)
SUMI=1.0-SK
IF (NINT) 284,288,284
282 SEM=0.
SUMI=0.
IF (NINT.EG.0) GO TO 290
284 DACA=PSUP(KK)
DACO=PINF(KK)
SUMI=SUMI-DACA+DACO
SEM=SEM-CURIN(DACA,RPOT,FC,A1,A2,A3,A4)+CURIN(DACO,RPOT,FC,A1,A2,

```


PROGRAMA DINAMICO

```

1A3. A4)
IF (IULT.NE.0) GO TO 296
298 DACA=PSUP(L)
299 DACO=PSUP(L)
SUMI=SUMI+DACA-DACO
ENER(M)=SEM+CURIN(DACA, RPOT, FC, A1, A2, A3, A4)--CURIN(DACO, RPOT, FC, A1,
1A2. A3. A4)
IF (ENER(M).GT.(PECA+0.001)) GO TO 298
ENERT=ENERT+ENER(M)
QN(M)=SUMI
294 IF (L.EQ.NTP) GO TO 306
L=L+1
N=NCM(L-NPH)
M=N+NPH
GO TO 256
296 ENER(M)=SEM
IF (ENER(M).LE.(PECA+0.001)) GO TO 300
298 QN(M)=PECA*FC
GO TO 266
290 ENERT=ENERT+SEM
QN(M)=SUMI
292 IF (L.EQ.NTP) GO TO 306
L=L+1
DO 305 I=L, NTP
M=NCM(I-NPH)+NPH
ENER(M)=0.
QN(M)=0.
PINE(I)=0.
PSUP(I)=0.
POTDES=0.
DO 312 K=1, NTP
IF (ENER(K).GT.0.000001) POTDES=POTDES+QN(K)
112 CONTINUE
IF ((POTDES+0.001).GE.1.0) GO TO 318
INDTER=0
DO 316 I=1, NPT
N=NCM(I)
IF ((FU(N)+0.0001).GE.FUMAX(N)) GO TO 316
INDTER=1
FU(N)=FU(N)+0.02
IF ((FU(N)+0.0001).GT.FUMAX(N)) FU(N)=FUMAX(N)
116 CONTINUE
IF (INDTER.EQ.0) GO TO 318
L=NPH+1
ENERT=ENEHID
GO TO 254
118 CT1=0.0
ENER(1)=EMAX*ENER(1)
ENERT=ENERT*EMAX
WTERM=0.0
DO 320 M=2, NTP
ENER(M)=EMAX*ENER(M)
WTERM=WTERM+ENER(M)
N=M-1
IF (FACEC(N).EQ.0) GO TO 320
ENEMIN=QTERM(N)*0.365
IF (ENEMIN.LE.ENER(M)) GO TO 320

```

```

320 CT1=CT1-(ENER(M)-ENEMIN)*CCOM(N)*FACEC(N)
CT1=CT1+CCOM(N)*ENER(M)
ENEFAL=EMAX-ENERT
RETURN
END
SUBROUTINE ACTUAO(NPTOT, ITCAM)

```

ACTUAO

```

DIMENSION DATOS(50), TITUL(100)
COMMON/COM1/Q1(240, 10), Q2(12, 10), QBARRA(12), QDESV(12),
1 QPREM(12), QPRFA(12), ALFA(12), CVAR(12), NHID, ICODE
COMMON/COM4/COSC1(15, 10), COSC2(15, 10), DESEMB(15, 10),
2STOR(15), STAR(15), NEMB, NEMB2, ANEMB, EMAXT
COMMON/COM6/DESMAX, DESFAO, GENER(30), COSTOS(30), NCOSTS, QTER(30),
1CTER(30), RACION(30), CRAC(30), NMAXP
COMMON/COM12/PAME(40, 5), QQ(240), YBARRA(12), YDESV(12), YALFA(12),
1YCVAR(12), YPRFA(12), YPREM(12), X0, EMBINC, ISEMIL, NESTAD, NEANU, NPA,
2PAMANU(15, 6), NANS, EPSDEM, INPEM, INPDE, VPEMB( 6), VPDEF(13), TASA
COMMON/C2/T, PMAX, PMEMB, PMFAO, FUME, FUMF, ENMEN, EMHIDR, EREAL,
1 EMTERM, MT1, MT2, NTP
COMMON/C3/PPRAN(15), FCOST2(15), QBLOG, PPMAX(15), PPMIN(15)
COMMON/C6/DESMAX, DELEMB, DELEM1, KC, KK, NEVENT, ICONTI
COMMON/CMN3/TGANA, MEGANA, KGAN, GANAMA
COMMON/CMN4/KW1, KW3, KW4, KW5, KW6, KW7, KPR2, IMP
COMMON/CMN7/DEMEN(240), DPMAX(240), COMPRA(240)
COMMON/CC8/EMINC, FEINC, EMAX, IRES
COMMON/CMN14/ICERO, MCERO, DACAM(200, 50), NUCA, IORDE(200)
COMMON/EMBDS/GTERM(15), FUMIN(15), FUMAX(15), CCOM(15), FACEC(15)
KK=KK-1
KWINC=1
IRES=0
KONCAM=1
IF(KK.EQ.0)GO TO 115
IF(KK.LT.NPTOT)GO TO 1
NUCO=0
KEVENT=0
ITCAM=1
JSUB=13
PMTERM=0.
DO 5 I=1, MT1
PPMAX(I)=GTERM(I)*FUMAX(I)
PPMIN(I)=GTERM(I)*FUMIN(I)
PMTERM=PMTERM+PPMAX(I)
MSUB=34
GO TO 81
KONCAM=0
IF(ITCAM.EQ.0) GO TO 90
EMAX=0.
FEO=0.0
EINC=0.0
DO 80 L=1, ITCAM

```

```

NUCO=NUCO+1
KRUED=IORDE(NUCO)
DO 12 I=1, 50
12 DATOS(I)=DACAM(KRUED, I)
KONCAM=KONCAM+1
KWINC=0
LL3=0
LL2=KONCAM*5
LL1=LL2-4
DO 15 I=LL1, LL2
LL3=LL3+1
15 TITUL(I)=DATOS(MSUB+LL3)
IND1=DATOS(2)
GO TO (20, 65), IND1
20 PMFAQ=PMFAQ-(DATOS(4)*(1.-DATOS(48)))
PMEMB=PMEMB-(DATOS(4)*DATOS(48))
EMAXT=EMAXT-DATOS(13)
EMAX=EMAX+DATOS(13)
EINC=EINC+DATOS(45)
IF(DATOS(49).LE.0.01)GO TO 30
FEIN=(DATOS(46)/EMAXT)*((DATOS(50)-DATOS(49))/DATOS(49))
IRES=1
FEO=FEO+FEIN
30 IF(DATOS(13).GT.0.01) IRES=1
IG=DATOS(40)
IF(IG.EQ.0) GO TO 80
DO 60 J=1, NPA
I=NPA-(J-1)
QPRFA(I)=QPRFA(I)-(DATOS(JSUB+J)*(1.-DATOS(47)))
QPREM(I)=QPREM(I)-(DATOS(JSUB+J)*DATOS(47))
QBARRA(I)=QBARRA(I)-DATOS(JSUB+J)
IF(IG.EQ.1)QDESV(I)=QDESV(I)-(DATOS(JSUB+J))*CVAR(I)
60 ALFA(I)=QPREM(I)/QBARRA(I)
CALL HIDINT(NPA)
GO TO 80
65 M=DATOS(3)
IF(DATOS(5).GT.0.01)CCOM(M)=DATOS(5)/100.
IF(DATOS(5).GE.0.01)GO TO 80
COSN=QTERM(M)*CCOM(M)-DATOS(4)*(DATOS(34)/100.)
SEMAX=QTERM(M)*FUMAX(M)-DATOS(4)*DATOS(32)
SEMIN=QTERM(M)*FUMIN(M)-DATOS(4)*DATOS(33)
QTERM(M)=QTERM(M)-DATOS(4)
IF(QTERM(M).GT.1.0) GO TO 66
CCOM(M)=0.0
GO TO 67
66 CCOM(M)=COSN/QTERM(M)
FUMAX(M)=SEMAX/QTERM(M)
FUMIN(M)=SEMIN/QTERM(M)
67 FUMAX(M)=QTERM(M)*FUMAX(M)
PPMIN(M)=QTERM(M)*FUMIN(M)
PMTERM=PMTERM-DATOS(4)*DATOS(32)
80 CONTINUE
81 DESMAX=(FUME*T*PMEMB)/1000.
DESFAQ=(FUMF*T*PMFAQ)/1000.
DO 85 I=1, NEMB
85 STOR(I)=STAR(I)*EMAXT
DELEMB=EMAXT/ANEMB

```

PROGRAMA DINAMICO

```

DELEM1=DELEMB/2-
EMHIDR=DESMAX+DESFAG
EMTERM=PMTERM*T/1000.
ENMEN=DEMEN(KK)-COMPRA(KK)
EREAL=DEMEN(KK)
PMAX=DPMAX(KK)
ENERH=0.
KEFRA=0
CALL CURCOS(ITCAM,KEFRA,ENERH)
% IF(ITCAM.EG.0) RETURN
KEVENT=KEVENT+1
KC=NEVENT+1-KEVENT
IF(KC.EG.NEVENT)GO TO 97
EMINC=EINC
FEINC=FEO
% EINC=0.
FEIN=0.0
IF(KC.EG.NEVENT)GO TO 115
IF(KC.NE.1)GO TO 110
EMINC=0.
FEINC=0.0
110 IF(KW7.LT.1)GO TO 150
115 KF=KK+1
NYEAR=(KK-1)/NPA
MONTH=KK-NYEAR*NPA
NYEAR=NYEAR+ICERO
WRITE(IMP,237)NYEAR,MONTH
IF(KWINC.EG.1)GO TO 132
MONTH=MONTH+1
IF(MONTH.LE.NPA) GO TO 120
NYEAR=NYEAR+1
MONTH=1
120 LL3=KONCAM*5
WRITE(IMP,231)(TITUL(I),I=1,LL3)
WRITE(IMP,232) NYEAR,MONTH,KC
132 WRITE(IMP,200) EMAXT,PMEMB,PMFAG,EMHIDR,PMTERM,EMTERM
IF(KW7.LT.2)GO TO 150
N1=1
N2=MT1
WRITE(IMP,233)
WRITE(IMP,211)(I,I=N1,N2)
WRITE(IMP,233)
WRITE(IMP,212)(QTERM(I),I=N1,N2)
WRITE(IMP,213)(FUMAX(I),I=N1,N2)
WRITE(IMP,214)(FUMIN(I),I=N1,N2)
WRITE(IMP,215)(CCOM(I),I=N1,N2)
WRITE(IMP,233)
WRITE(IMP,211)(I,I=1,MT2)
WRITE(IMP,233)
WRITE(IMP,216)(PPRAN(I),I=1,MT2)
WRITE(IMP,217)(FCOST2(I),I=1,MT2)
DO 133 I=1,NPA
J=NPA-(I-1)
YPRFA(J)=GPRFA(I)
YPREM(J)=GPREM(I)
YBARRA(J)=GBARRA(I)
YDESV(J)=GDESV(I)

```

```

232 YALFA(J)=ALFA(I)
WRITE(IMP, 233)
WRITE(IMP, 204)(I, I=1, NPA)
WRITE(IMP, 233)
WRITE(IMP, 205)(YPRFA(I), I=1, NPA)
WRITE(IMP, 206)(YPREM(I), I=1, NPA)
WRITE(IMP, 207)(YBARRA(I), I=1, NPA)
WRITE(IMP, 208)(YDESV(I), I=1, NPA)
WRITE(IMP, 209)(YALFA(I), I=1, NPA)
WRITE(IMP, 210)(YCVAR(I), I=1, NPA)
WRITE(IMP, 233)
230 RETURN
231 FORMAT(3X, 'ENERGIA MAXIMA EMBALSABLE (GWH) ', F12.2/
13X, 'POTENCIA MAXIMA EMBALSE (MW) ', F12.2/
A3X, 'POTENCIA MAXIMA FILO DE AGUA (MW) ', F12.2/
B3X, 'GENERACION MAXIMA HIDROELECTRICA (GWH) ', F12.2/
C3X, 'POTENCIA MAXIMA TERMICA (MW) ', F12.2/
D3X, 'GENERACION MAXIMA TERMICA (GWH) ', F12.2/)
234 FORMAT(3X, 'PERIODO NUM. ', 12(7X, I2))
235 FORMAT( 3X, 'CAUDAL F DE AGUA'/3X, '(GWH/PERIODO) ', 12F9.2)
236 FORMAT( 3X, 'CAUDAL EMBALSAB. '/3X, '(GWH/PERIODO) ', 12F9.2)
237 FORMAT( 3X, 'CAUDAL PRM. TOT. '/3X, '(GWH/PERIODO) ', 12F9.2)
238 FORMAT( 3X, 'DES. EST. CAUDAL '/3X, '(GWH/PERIODO) ', 12F9.2)
239 FORMAT( 3X, 'RELACION CAUDAL '/3X, 'EMBAL. A TOTAL ', 12F9.3)
240 FORMAT( 3X, 'COEFICIENTES '/3X, 'DE VARIACION ', 12F9.3)
241 FORMAT( 3X, 'PLANTA NUM. ', 13(6X, I2))
242 FORMAT( 3X, 'POTENCIA NOMIN. '/3X, 'TERMICAS (GW) ', 13F8.2)
243 FORMAT( 3X, 'FACTOR UTILIZ. '/3X, 'MAX. TERMICAS ', 13F8.2)
244 FORMAT( 3X, 'FACTOR UTILIZ. '/3X, 'MIN. TERMICAS ', 13F8.2)
245 FORMAT( 3X, 'COSTO COMBUST. '/3X, '(USXMILLONS/GWH) ', 13F8.4)
246 FORMAT( 3X, 'PORCENTAJES DE '/3X, 'RACIONAMIENTO ', 12F9.3)
247 FORMAT( 3X, 'COSTO RACIONM. '/3X, '(USXMILLONS/GWH) ', 12F9.2)
248 FORMAT(1H1)
249 FORMAT( 3X, 'NOMBRE DE LOS CAMBIOS'/(4X, 25A4))
250 FORMAT(/
23X, 'PERIODO DE ENTRADA ANO', I9, ' MES ', I4/
33X, 'NUMERO DEL CAMBIO ', I9/)
251 FORMAT(3X, 124('-', ))
252 FORMAT(1H1, 3X, '** ANO ', I4, ' MES ', I4, ' **'/)
END
SUBROUTINE INGA(ICODE, XMEAN, ST, P, X)

```

INGA

```

YMEAN=XMEAN
YST=ST
NCODE=0
IF(ICODE.EQ.0) GO TO 10
YST=SQRT(ALOG(1.+(ST*ST)/(XMEAN*XMEAN)))
YMEAN=ALOG(XMEAN)-(YST*YST)/2.
PP=1.-P
IF(PP.LE.0.5) GO TO 20
NCODE=1
PP=P
T=SQRT(ALOG(1./(PP*PP)))

```

```

X=T-(2.515517+0.802853*T+0.010328*T**2)/(1.+1.432788*T+0.189269*
1T**2+0.001308*T**3)
IF(NCODE.EQ.1)X=-X
X=X*YST+YMEAN
IF(ICODE.EQ.1)X=EXP(X)
RETURN
END
SUBROUTINE MATRAN

```

MATRAN

```

DIMENSION G5(10)
COMMON/COM1/Q1(240,10),Q2(12,10),QBARRA(12),GDESV(12),
1 QPREM(12),QPRFA(12),ALFA(12),CVAR(12),NHID,ICODE
COMMON/COM2/RO,PTRAN(10,10),GEST(10)
COMMON/C7/PROB,PROBE,NHID1
COMMON/CMN4/KW1,KW3,KW4,KW5,KW6,KW7,KPR2,IMP
AMIU=0.
SIGMA=1.
PROB=(1.-2.*PROBE)/(NHID-2.)
NHID1=NHID-1
DO 10 I=1,NHID
IF(I.EQ.1.OR.I.EQ.NHID) GO TO 5
P=PROBE+((NHID1-I)*PROB+(PROB/2.))
GO TO 7
5 IF(I.EQ.NHID) GO TO 6
P=1.-PROBE/2.
GO TO 7
6 P=PROBE/2.
7 CALL INGA(O,AMIU,SIGMA,P,X)
10 GEST(I)=X
P=1.-PROBE
DO 15 I=1,NHID1
13 CALL INGA(O,AMIU,SIGMA,P,X)
G5(I)=X
15 P=P-PROB
DO 20 I=1,NHID
XBAR=RO*GEST(I)
XDES=SQRT(1.-RO*RO)
P1=0.
DO 18 J=1,NHID1
X=G5(NHID-J)
CALL ARNORM(O,XBAR,XDES,P,X)
PTRAN(I,NHID+1-J)=P-P1
18 P1=P
20 PTRAN(I,1)=1.-P1
IF(KW3.LT.1)GO TO 99
WRITE(IMP,40)
DO 50 I=1,NHID
30 WRITE(IMP,60)(PTRAN(I,J),J=1,NHID)
99 RETURN
40 FORMAT(1H0,'MATRIZ DE PROB. DE TRANSICION'//)
60 FORMAT(3X,10F10.4)
END
SUBROUTINE ARNORM(ICODE,XMEAN,ST,P,X)

```

```

YMEAN=XMEAN
YST=ST
NCODE=0
IF(ICODE.EQ.0) GO TO 10
YST=SQRT(ALOG(1.+(ST*ST)/(XMEAN*XMEAN)))
YMEAN=ALOG(XMEAN)-(YST*YST)/2.
X=ALOG(X)
X=(X-YMEAN)/YST
IF(X.GE.0.) GO TO 15
X=-X
NCODE=1
T=1./((1+0.2316419*X)
P=(0.31938153*T-0.356563782*T+1.781477937*T**3-1.821255978*T**4+
11.330274429*T**5)*EXP(-(X**2)/2.)/(SQRT(2*3.14159265))
IF(NCODE.EQ.0)P=1.-P
RETURN
END
SUBROUTINE LOCOP (A1,A2,A3,A4,L)

```

LOCOP

```

COMMON/DESLC/QN(25),HN(25),PINF(25),PSUP(25),RPOT,FC,ENER(16)
LU=0
IF (QN(L).GT.1.0) QN(L)=1.0
IF (QN(L).GT.RPOT) GO TO 404
IF (ABS(FC*HN(L))-QN(L)).GT.0.001) GO TO 406
PINF(L)=0.
PSUP(L)=QN(L)
ENER(L)=QN(L)/FC
RETURN
44 QNL=QN(L)
SOM=CURIN(QNL,RPOT,FC,A1,A2,A3,A4)
IF (HN(L).LT.SOM) GO TO 406
PINF(L)=0.
PSUP(L)=QN(L)
ENER(L)=SOM
RETURN
46 SUMA=RPOT+QN(L)
ENER(L)=HN(L)
IF (SUMA.LE.1.0) GO TO 408
LU=1
GO TO 410
48 SAM=CURIN(SUMA,RPOT,FC,A1,A2,A3,A4)
SOM=RPOT/FC
IF (HN(L).GT.(SAM-SOM)) GO TO 416
REST=1.0-QN(L)
SOM=CURIN(REST,RPOT,FC,A1,A2,A3,A4)
IF (HN(L).GE.(1.0-SOM)) GO TO 415
SOM=RPOT/FC
IF ((1.0-SOM).GT.HN(L)) GO TO 412

```

```

PINF(L)=(1.0-HN(L))*FC
GO TO 414
B=A1+A2-A1*HN(L)
C=A3*(1.0-HN(L))+A4
ZX=B**2-4.0*C
IF(ZX.LT.0.01)ZX=0.0001
ZX=SQRT(ZX)
PINF(L)=(-B-ZX)/2.0
PSUP(L)=1.0
GN(L)=PSUP(L)-PINF(L)
RETURN
IF(LU.LE.0) GO TO 418
A=FC+A1
B=FC*A2-A1*GN(L)+A1*HN(L)*FC+A3
C=A3*HN(L)*FC+A4*FC-A3*GN(L)
GO TO 420
ZX=A1*HN(L)+GN(L)
A=A1*ZX
B=ZX*(2*A3-A1*GN(L))
C=-A1*A4*GN(L)+A3*A2*GN(L)+A3*A3*HN(L)-A3*GN(L)*ZX
ZX=B**2-4.0*A*C
IF(ZX.LT.0.01)ZX=0.0001
ZX=SQRT(ZX)
PSUP(L)=(-B+ZX)/(2.0*A)
PINF(L)=PSUP(L)-GN(L)
RETURN
END
FUNCTION CURIN (AA, RPOT, FC, A1, A2, A3, A4)

```

```

IF (AA.GT.RPOT) GO TO 502
CURIN=AA/FC
RETURN
CURIN=-(AA*AA+A2*AA+A4)/(A3+A1*AA)
RETURN
END
SUBROUTINE GAUSS(IX, S, AM, V)

```

GAUSS

```

A=0.0
DO 50 I=1, 12
IY=IX*899
IF(IY)5,6,6
IY=IY+32767+1
YFL=IY
YFL=YFL/32767.
IX=IY
A=A+YFL
V=(A-6.0)*S+AM
RETURN
END
SUBROUTINE SIMULA (IBOGO, EMAXL)

```



```

DIMENSION QTER1(15), FUMI1(15), FUMA1(15), CCO1(15), NPTOS(240)
DIMENSION ESTAD(30, 13), XMEDIA(30, 240), MESCA(200), TASEN(240),
IVALAN(15, 20), TOTANU(25), DEAC(240)
DIMENSION GRUPO(15, 240)
COMMON/COM1/Q1(240, 10), Q2(12, 10), QBARRA(12), QDESV(12),
1 QPREM(12), QPRFA(12), ALFA(12), CVAR(12), NHID, ICODE
COMMON/COM2/RO, PTRAN(10, 10), GEST(10)
COMMON/COM6/DESMAL, DESFAL, QENER(30), COSTOS(30), NCOSTS, QTER(30),
1 CTER(30), RACION(30), CRAC(30), NMAXP
COMMON/COM12/PAME(40, 5), QG(240), YBARRA(12), YDESV(12), YALFA(12),
1 YCVAR(12), YPRFA(12), YPREM(12), X3, EMBINC, IX, NESTAD, NEANU, NPA,
2 PAMANU(15, 6), NANS, EPSDEM, INPEM, INPDE, VPEMB( 6), VPDEF(13), TASA
COMMON/C2/T, PMAX, PMEMB, PMFAG, FUME, FUMF, ENMEN, QENMAX, EREAL,
1 ETERM, MT1, MT2, NTP
COMMON/CMN3/TGANA, MEGANA, KGAN, GANAMA
COMMON/CMN4/KW1, KW3, KW4, KW5, KW6, KW7, KPR2, IMP
COMMON/CMN7/DEMEN(240), DPMAX(240), COMPRA(240)
COMMON/TERMA/CATER(15)
COMMON/CMN14/ICERO, MCERO, DACAM(200, 50), NUCA, IORDE(200)
COMMON/EAAB/DAGUA(240), TEUSA(240), NDACU(240), NCASOS, IATRAS
COMMON/EMBDS/GTERM(15), FUMIN(15), FUMAX(15), CCOM(15), FACEC(15)
COMMON/LINEA/ICOSTA, MECOST, TRACOS, VALCOS, KWB
KEFRA=1
YFL=RND(IX)
NCOSTS=1
NPTOT=NANS*NPA
IX2=317
MENOR=1
B=SQRT(1-RO*RO)
PMEM1=PMEMB
PMFA1=PMFAG
TERMIN=0
DO 5 I=1, MT1
QTER1(I)=QTERM(I)
FUMI1(I)=FUMIN(I)
FUMA1(I)=FUMAX(I)
CCO1(I)=CCOM(I)
DO 15 K=1, NANS
VALAN(9, K)=0
L2=K*12
L1=L2-11
DO 15 I=L1, L2
15 VALAN(9, K)=VALAN(9, K)+DEMEN(I)
IF(NCASOS.EG.1)KWB=1
ISUB=20
ISUB2=ISUB+INPEM
N1=NPA+1
ACUE=0
TASE=1.
DO 40 J=1, NPTOT

```

```
DO 35 I=1, MT1
GRUPO(I, J)=0.
TASEN(J)=TASE
TASE=TASE*TASA
NDACU(J)=0
NPTOS(J)=0
DEAC(J)=0.
DO 40 I=1, NESTAD
XMEDIA(I, J)=0.0
ZCASO=NCASOS
CPROM=0.0
CDESV=0.0
DO 67 ICASO=1, NCASOS
IF(ICERO.EQ.1981)GO TO 49
AMIU =1.
X4= 0.
NDESCA=12*(ICERO-1981)
DO 48 KDESCA=1, NDESCA
CALL GAUSS(IX, B, AMIU, X4)
CONTINUE
ITCAM=1
TERMAX=0.
PMEMB=PMEM1
PMFAQ=PMFA1
DO 50 I=1, MT1
QTERM(I)=QTER1(I)
FUMIN(I)=FUMI1(I)
FUMAX(I)=FUMA1(I)
TERMAX=TERMAX+QTERM(I)*FUMAX(I)*T/1000.
CCOM(I)=CCO1(I)
DO 52 I=1, NUCA
MESCA(I)=0
IF(IATRAS.EQ.0)GO TO 52
OMEGA=RND(0)
OMEGA=OMEGA-0.5
OMEGA=OMEGA*(DACAM(I, 44)+1.)
IF(OMEGA.GT.0)OMEGA=OMEGA+0.5
IF(OMEGA.LT.0)OMEGA=OMEGA-0.5
MESCA(I)=OMEGA
IF(DACAM(I, 1).EQ.0)GO TO 52
IPIVO=DACAM(I, 1)
MESCA(I)=MESCA(IPIVO)
CONTINUE
DO 54 I=1, NUCA
MESCA(I)=DACAM(I, 43)+1.+MESCA(I)
IF(MESCA(I).LE.1)MESCA(I)=1
CONTINUE
KANA=0
CTOTAL=0.0
EEO=EMBINC
IPER=0
X2=X3
DESMAX=DESMAL
DESFAQ=DEFAL
GENMAX=DESFAQ+DESMAX
EMAXT=EMAXL
DO 58 J=1, NPA
```

```

L=NPA-(J-1)
YALFA(J)=ALFA(L)
YBARRA(J)=QBARRA(L)
YDESV(J)=QDESV(L)
IF(ICODE.EQ.0)GO TO 58
TAN=ALOG(1.+CVAR(L)**2)
YBARRA(J)=ALOG(YBARRA(J))-TAN/2.
YDESV(J)=SQRT(TAN)
CONTINUE
DO 21 KANS=1,NANS
DO 190 KMES=1,NPA
IPER=IPER+1
VEREMB=0.0
ENMEN=DEMEN(IPER)-COMPRA(IPER)
EREAL=DEMEN(IPER)
PMAX=DPMAX(IPER)
DO 602 I=1,NUCA
IF(MESCA(I).NE.IPER)GO TO 602
IND1=DACAM(I,2)
IF(IND1.NE.1)GO TO 62
IG=DACAM(I,40)
PMEMB=PMEMB+DACAM(I,4)*DACAM(I,48)
PMFAQ=PMFAQ+DACAM(I,4)*(1.-DACAM(I,48))
DESMAX=DESMAX+DACAM(I,4)*DACAM(I,48)*FUME*T/1000.
DESFAQ=DESFAQ+DACAM(I,4)*(1.-DACAM(I,48))*FUMF*T/1000.
GENMAX=DESMAX+DESFAQ
IF(DACAM(I,49).GT.0)EEO=(1.+(DACAM(I,46)/EMAXT)*(DACAM(I,50)-DACAM
(I,49))/DACAM(I,49))*EEO
EMAXT=EMAXT+DACAM(I,13)
EEO=EEO+DACAM(I,45)
IF(IG.EQ.0)GO TO 602
DO 60 L=1,12
A=YBARRA(L)*YALFA(L)+DACAM(I,13+L)*DACAM(I,47)
YBARRA(L)=YBARRA(L)+DACAM(I,13+L)
YALFA(L)=A/YBARRA(L)
IF(IG.EQ.1)YDESV(L)=YCVAR(L)*DACAM(I,13+L)+YDESV(L)
IF(ICODE.EQ.0)GO TO 60
TAN=ALOG(1+YCVAR(L)**2)
YBARRA(L)=ALOG(YBARRA(L))-TAN/2.
YDESV(L)=SQRT(TAN)
CONTINUE
GO TO 602
KTR=DACAM(I,3)
ITCAM=1
IF(DACAM(I,5).GT.0.01)CCOM(KTR)=DACAM(I,34)/100.
IF(DACAM(I,5).GT.0.01)GO TO 602
A=QTERM(KTR)
TERMAX=TERMAX+DACAM(I,4)*DACAM(I,32)*T/1000.
QTERM(KTR)=A+DACAM(I,4)
IF(QTERM(KTR).LE.1)GO TO 634
FUMAX(KTR)=(A*FUMAX(KTR)+DACAM(I,4)*DACAM(I,32))/QTERM(KTR)
FUMIN(KTR)=(A*FUMIN(KTR)+DACAM(I,4)*DACAM(I,33))/QTERM(KTR)
CCOM(KTR)=(A*CCOM(KTR)+DACAM(I,4)*DACAM(I,34)*0.01)/QTERM(KTR)
GO TO 602
QTERM(KTR)=0.
FUMAX(KTR)=0.
FUMIN(KTR)=0.

```

```
CONTINUE
IF(IPER.GT.MCERO)GO TO 615
X2=X3
EEO=EMBINC
CONTINUE
IF(KPR2.GE.1)GO TO 85
AMIU=RO*X2
CALL GAUSS(IX, B, AMIU, X2)
GGT=X2*YDESV(KMES)+YBARRA(KMES)
IF(ICODE.EQ.1)GO TO 604
IF(QGT.LT.0.0)QGT=1.0
GO TO 90
GGT=EXP(QGT)
GO TO 90
GGT=QG(IPER)
GQE=GGT*YALFA(KMES)
GGF=GGT-QQE
GANA=0
CATER(MENOR)=0
IF(IBOQO.EQ.0)GO TO 95
IF(IPER.EQ.MEGANA)KGANA=1
ZACU=DAQUA(IPER)
ZFA=TEUSA(IPER)
ACUE=ZACU-ZFA*GGF
GGF=GGF-0.2*DAQUA(IPER)
IF(ACUE.LT.0.)ACUE=0.
GO TO 96
FAQ=GGF
IF(FAQ.GT.DESFAQ)FAQ=DESFAQ
CALL DAS(QGT, EEO, QGTER, IPER)
IF(ICOSTA.EQ.0)GO TO 97
IF(IPER.GE.MECOST)GO TO 97
IF(VALCOS.GT.(QGTER/TERMAX))GO TO 97
NPTOS(IPER)=NPTOS(IPER)+1
ENMEN=ENMEN-2.*TRACOS
IF(QGTER.LT.TERMAX)GO TO 97
QGTER=QGTER-2.*TRACOS
IF(QGTER.LT.TERMAX)QGTER=TERMAX
SACA=ENMEN-QGTER-FAQ
IF(SACA.LT.ACUE)SACA=ACUE
EEN=EEO+GQE-SACA
IF(EEN.LT.0)SACA=EEO+GQE
IF(IBOQO.EQ.1)GO TO 110
IF(SACA.GT.DESMAX) SACA=DESMAX
ENERH=FAQ+SACA
GO TO 117
ENERH=GGF+SACA
IF(ENERH.GT.GENMAX)ENERH=GENMAX
IF(KGANA.EQ.0)GO TO 117
GANA=ENERH*TGANA
IF(GANA.GT.GANAMA)GANA=GANAMA
ENERH=ENERH+GANA
CALL CURCOS(ITCAM, KEFRA, ENERH)
ITCAM=0
QGTER=QTER(1)
CCTER=CTER(1)
DEFCIT=RACION(1)
```

```

CDEFIC=CRAC(1)
CMES=CCTER+CDEFIC
CTOTAL=CTOTAL+CMES/TASEN(IPER)
COLOCA=ENMEN-QQTER-DEFCIT+0.01
IF(COLOCA.GE.ENERH)GO TO 140
ENERH=COLOCA-0.01
IF(KGANA.EG.0)GO TO 118
GANA=ENERH* TGANA/(1.+TGANA)
IF(GANA.GT.GANAMA)GANA=GANAMA
ENERH=ENERH-GANA
118 IF(SACA.GT.ACUE)GO TO 120
FAQ=ENERH-SACA
GO TO 140
120 SACA=ACUE
FAQ=ENERH-SACA
IF(FAQ.GT.QGF)FAQ=QGF
IF(IBOQO.EG.1)GO TO 125
IF(FAQ.GT.DESFAQ)FAQ=DESFAQ
125 SACA=ENERH-FAQ
140 EEN=EEO+GGE-SACA
IF(EEN.LE.EMAXT) GO TO 150
VEREMB=EEN-EMAXT
EEN=EMAXT
150 EEO=EEN
ESTAD(1,KMES)=GGT
ESTAD(2,KMES)=GGE
ESTAD(3,KMES)=SACA
ESTAD(5,KMES)=VEREMB
ESTAD(6,KMES)=EEN
BOTA=0.
DO 155 I=1,MT1
GEMI=.73*QTERM(I)*FUMIN(I)
IF(GEMI.LE.CATER(I))GO TO 155
BOTA=BOTA+GEMI-CATER(I)
GGTER=GGTER+GEMI-CATER(I)
CCTER=CCTER+(GEMI-CATER(I))*CCOM(I)
CMES=CMES+(GEMI-CATER(I))*CCOM(I)
CATER(I)=GEMI
GRUPO(I,IPER)=GRUPO(I,IPER)+CATER(I)
ESTAD(7,KMES)=(EEN/EMAXT)*100.
ESTAD(8,KMES)=QGF
ESTAD(9,KMES)=FAQ-BOTA
GGHMS=CATER(MENOR)
ESTAD(11,KMES)=GGTER-GGHMS
ESTAD(15,KMES)=DEFCIT
ESTAD(16,KMES)=DEFCIT/EREAL
IF(IBOQO.EG.0)GO TO 160
TA=SACA+ZFA*QGF+0.001
TA=TA+ZFA*ZACU*0.2
IF(TA.LT.ZACU)NDACU(IPER)=NDACU(IPER)+1
IF(ZACU-TA.GT.0.)DEAC(IPER)=DEAC(IPER)+ZACU-TA
GGHMS=GANA+GGHMS
160 ESTAD(17,KMES)=CMES
ESTAD(13,KMES)=GGHMS
ESTAD(18,KMES)=CCTER
ESTAD(19,KMES)=CDEFIC
ESTAD(4,KMES)=SACA/EREAL

```

```

ESTAD(10, KMES)=ESTAD(9, KMES)/EREAL
ESTAD(12, KMES)=ESTAD(11, KMES)/EREAL
ESTAD(14, KMES)=QGHMS/EREAL
IF(ESTAD(16, KMES).LE.EPSDEM)GO TO 170
XMEDIA(19, IPER)=XMEDIA(19, IPER)+CDEFIC
XMEDIA(20, IPER)=XMEDIA(20, IPER)+100.
DO 165 I=1, INPDE
IF(ESTAD(16, KMES).GT.VPDEF(I)) GO TO 165
XMEDIA(ISUB2+I, IPER)=XMEDIA(ISUB2+I, IPER)+100.
GO TO 170
CONTINUE
DO 180 I=1, INPEM
IF(ESTAD(7, KMES).GT.VPEMB(I)) GO TO 180
XMEDIA(ISUB+I, IPER)=XMEDIA(ISUB+I, IPER)+100.
GO TO 185
CONTINUE
DO 190 I=1, 18
XMEDIA(I, IPER)=XMEDIA(I, IPER)+ESTAD(I, KMES)
IF(ICASO.GT.KWB)GO TO 21
WRITE(IMP, 225)ICASO
KAND=ICERO+(KANS-1)
WRITE(IMP, 242)KAND, (K, K=1, NPA)
IPAR=IPER-11
WRITE(IMP, 235)(DEMEN(I), I=IPAR, IPER), VALAN(9, KANS)
FORMAT(2X, 'DEMANDA GWH', 9X, 13F8.1)
DO 20 I=1, 19
IF(I.EQ.4.OR.I.EQ.10.OR.I.EQ.12.OR.I.EQ.14.OR.I.EQ.16)
GO TO 20
IF(I.EQ.6.OR.I.EQ.7) GO TO 14
ESTAD(I, N1)=0.0
DO 13 J=1, NPA
ESTAD(I, N1)=ESTAD(I, N1)+ESTAD(I, J)
WRITE(IMP, 243)(PAME(I, J), J=1, 5), (ESTAD(I, J), J=1, N1)
GO TO 20
WRITE(IMP, 217)(PAME(I, J), J=1, 5), (ESTAD(I, J), J=1, NPA)
CONTINUE
CONTINUE
CPROM=CPROM+CTOTAL
CDESV=CDESV+CTOTAL*CTOTAL
IF(NCASOS.EQ.1) GO TO 79
DO 350 IANS=1, NANS
IAND=ICERO+(IANS-1)
WRITE(IMP, 215)
WRITE(IMP, 242) IAND, (K, K=1, NPA)
L2=IANS*NPA
L1=L2+1-NPA
WRITE(IMP, 235)(DEMEN(I), I=L1, L2), VALAN(9, IANS)
QDEF=0.0
QPDEF=0.0
DO 64 J=L1, L2
DO 70 I=1, NESTAD
XMEDIA(I, J)=XMEDIA(I, J)/NCASOS
IF(QPDEF.LT.XMEDIA(20, J))QPDEF=XMEDIA(20, J)
IF(QDEF.LT.XMEDIA(15, J))QDEF=XMEDIA(15, J)
CONTINUE
DO 88 L=1, NESTAD
IF(L.EQ.6.OR.L.EQ.7.OR.L.GE.20)GO TO 87

```

```

IF(L.EQ.4.OR.L.EQ.10.OR.L.EQ.12.OR.L.EQ.14.OR.L.EQ.16)
GO TO 89
TOTANU(L)=0.
DO 86 I=L1,L2
TOTANU(L)=TOTANU(L)+XMEDIA(L,I)
WRITE(IMP,243)(PAME(L,K),K=1,5),(XMEDIA(L,LL),LL=L1,L2),TOTANU(L)
GO TO 88
DO 91 I=L1,L2
XMEDIA(L,I)=100*XMEDIA(L,I)
WRITE(IMP,217)(PAME(L,K),K=1,5),(XMEDIA(L,LL),LL=L1,L2)
WRITE(IMP,213)
DO 92 KAN=1,8
IF(KAN.EQ.3)GO TO 92
L=2*KAN+1
VALAN(KAN,IANS)=TOTANU(L)
CONTINUE
VALAN(3,IANS)=XMEDIA(7,L2)
VALAN(10,IANS)=GDEF
VALAN(11,IANS)=QPDEF
VALAN(12,IANS)=TOTANU(18)
VALAN(13,IANS)=TOTANU(19)
IF(ICOSTA.EQ.0)GO TO 93
IF(L1.GE.MECOST)GO TO 93
WRITE(IMP,912)(NPTOS(I),I=L1,L2)
FORMAT(2X,'CASOS DESDE LA COSTA',12I8)
DO 105 I=1,MT1
IF(I.EQ.MENOR)GO TO 105
TOTO=0.
DO 107 L=L1,L2
GRUPO(I,L)=GRUPO(I,L)/NCASOS
TOTO=TOTO+GRUPO(I,L)
WRITE(IMP,106)I,(GRUPO(I,L),L=L1,L2),TOTO
CONTINUE
IF(IBOGO.EQ.0)GO TO 350
DO 100 I=L1,L2
DEAC(I)=DEAC(I)/(9.55*NCASOS)
TASEN(I)=NDACU(I)/ZCASO*100.
WRITE(IMP,101)(DEAC(I),I=L1,L2)
FORMAT(/2X,'DEFICIT ACUED.(M3/S)',12F8.2)
WRITE(IMP,917)(TASEN(I),I=L1,L2)
FORMAT(/2X,'PROBABILIDAD',8X,12F8.3/)
IA1=NANS/10
IA2=IA1*10
IF(IA2.LT.NANS)IA1=IA1+1
IA3=1
DO 51 K=1,IA1
IA4=IA3+9
IF(IA4.GT.NANS)IA4=NANS
IA5=ICERO+IA3-1
IA6=ICERO+IA4-1
WRITE(IMP,230)
WRITE(IMP,231)
WRITE(IMP,232)(J,J=IA5,IA6)
WRITE(IMP,231)
DO 355 I=1,NEANU
WRITE(IMP,233)(PAMANU(I,L),L=1,6),(VALAN(I,J),J=IA3,IA4)
WRITE(IMP,231)

```

```
31 IA3=IA3+10
CPROM=CPROM/NCASOS
WRITE(IMP,228)CPROM
IF(NCASOS.EQ.1) GO TO 380
CDESV=(CDESV-NCASOS*CPROM*CPROM)/(NCASOS-1)
CDESV=SQRT(CDESV)
WRITE(IMP,227) CDESV
380 RETURN
106 FORMAT(/3X,'GRUPO TERMICO',I6,12F8.2,F8.2)
213 FORMAT(1H )
215 FORMAT(1H1)
217 FORMAT(1X,5A4,'I',12F8.1)
225 FORMAT(/// 3X,'***** CASO NUM. ',I3,' *****')
228 FORMAT(/3X,'COSTO PROMEDIO ',F10.2,' US MILLONES')
227 FORMAT(/3X,'DESV. ESTANDAR ',F10.2,' US MILLONES')
230 FORMAT(1H1/1X,'*** TABLA DE VALORES ANUALES ***')
231 FORMAT(1X,125('-'))
232 FORMAT(1X,'A#0',21X,'I',10(6X,I4))
242 FORMAT(/8X,I4,8X,12I8)
243 FORMAT(/2X,5A4,13F8.1)
233 FORMAT(/1X,6A4,'I',10F10.2)
END
```


PROGRAMA PARA SIMULAR LA EXPORTACION DE URANIO

El programa de computador para simular la exportación de Uranio "URANIO", elaborado para evaluar el modelo propuesto en el Estudio Nacional de Energía ENE, está hecho en Lenguaje FORTRAN y fué implementado en un computador PRIME.

El objetivo de este programa es, para un proyecto de Exportación de Uranio (consistente básicamente en: un marco fiscal para contratos de Asociación, unas características físicas del depósito y un supuesto de costos y precios de venta), simular la operación del proyecto, desde la explotación hasta la explotación parcial o total del depósito, para calcular los flujos de caja y las rentabilidades de las partes que intervienen en el contrato de asociación; la Compañía Extranjera, Coluranio-IAN y el Gobierno Nacional.

Las entradas del programa se dividen en dos grupos: 1. posibles valores que pueden tomar cada una de las variables para cualquier proyecto, 2. indicadores que determinan los valores específicos que toma cada variable para un proyecto que se desee simular.

Las instrucciones del programa consisten en la formulación matemática del modelo planteado en Estudio Nacional de Energía ENE. En las siguientes páginas se muestran los diagramas de flujo para el Proyecto, la Compañía Asociada y Coluranio-IAN*.

Las salidas del programa son los flujos anuales durante veinte años de: A, Operación del depósito; B, Capital; C, Préstamo; D, Proyecto; E, Compañía Asociada; F, Gobierno y Coluranio-IAN. Además las rentabilidades medidas en valor

presente neto y tasa interna de retorno para la Compañía - Asociada y Colurano-IAN.

A continuación están: Datos de entrada, Diccionario de Variables, Diagramas de Flujo, Listado de Instrucciones debidamente comentado, Listado de Resultados y de Datos del Caso Básico.

*/ Además la modificación al diagrama de flujo para simular la propuesta de Malcolm Gillis, programa URAGILLIS.

ENTRADA DE DATOS

DATOS GENERALES

<u>Grupo 1:</u> VED (7)	Formato (8F10.4) Volumen explotable del depósito (Toneladas)
<u>Grupo 2:</u> CM (3)	Formato (8F10.4) Concentración del Mineral en la Mina
<u>Grupo 3:</u> CEC (5)	Formato (8F10.4) Costo de Explotación por unidad producida - (U.S.\$/Kg.)
<u>Grupo 4:</u> VEC (3)	Formato (8F10.4) Velocidad de Explotación (Fracción del de- pósito explotada anualmente)
<u>Grupo 5:</u> CER (4)	Formato (8F10.4) Costo de Exploración (U.S.\$/ libra de U ₃ O ₈)
<u>Grupo 6:</u> X1 (3,8) X2 (3,8)	Formato (8F10.4) Precio de Venta del Uranio al inicio de ca- da quinquena para cada proyección de pre- cios (U.S.\$/Kg.) Incremento anual del precio de venta del -- Uranio para cada quinquena para cada proyec- ción de precios (U.S.\$/Kg./año)
<u>Grupo 7:</u> Y (2,4)	Formato (8F10.4) Costo de montaje según las toneladas por -- día (TPD) y el tipo de minería (ITM), (Millo- nes U.S.\$) .

<u>Grupo 8:</u>	Formato (8F10.4)*
TD (3)	Tasas de descuento a las cuales se actuali- zan los flujos.
<u>Grupo 9:</u>	Formato (8F10.4)*
AJ	Tasa de interés adicional por reembolso de costos de Exploración.
RG	Regalías
PC	Participación de Colurano-IAN en el contra- to de asociación.
RN	Impuesto de Renta al Proyecto
RM	Impuesto de Remesas
EX	Impuesto al exceso de utilidades
TIP	Tasa de interés del préstamo
ACP	Tasa de actualización de Capital
DD	Tasa de inflación de dólar
DP	Tasa de inflación del peso

DATOS DEL DEPOSITO

<u>Grupo Único:</u>	Formato (3A4,3X,8I5,F10.4)
AMD1,AMD2	Nombre del depósito o contrato de asociación

* Todos estos datos deben leerse como fracción de la uni-
dad (no porcentajes)

AMRG		Región donde se localiza el depósito.
IVE		Indicador del volumen explotable del depósito
ICM		Indicador de la concentración mineral.
ICE		Indicador del costo de explotación.
IEE		Indicador de la velocidad de explotación
IAE		Indicador del costo de exploración
IPV		Indicador de la proyección de precio de venta .
	=1	Proyección pesimista
	=2	" intermedia
	=3	" optimista
ITM		Indicador del tipo de minería
	=1	Subterránea
	=2	Tajo abierto
IO		Año en que empieza la explotación
NAD		Años en que se deprecia el montaje
RPC		Relación préstamo/capital

DICCIONARIO DE VARIABLES

ABCAP	:	Abonos a Capital, Total Acumulado
ACP	:	Tasa de Actualización de Capital
AMD1,2	:	Nombre del depósito o Contrato de Asociación
AMRG	:	Nombre de la Región donde está localizado el depósito.
AJ	:	Tasa de ajuste que paga Coluranio a la Compañía Asociadas por reembolso de Exploración.
A1(IA)	:	Volúmen Explotado durante año IA
A2(IA)	:	Volúmen remanente del depósito al final del año IA.
A3(IA)	:	Volúmen total Explotado hasta final del año IA.
BN(J)	:	Beneficio neto año J
BNO	:	Beneficio neto año 0
B1	:	Preinversión (costo de Exploración)
B3	:	Costo de Montaje a precios de 1980
B4	:	Inversión total
B5	:	Capital Social
B6(IA)	:	Reajuste sobre saldo de Capital año IA
B7(IA)	:	Saldo de Capital actualizado inicio de año-IA.
B8(IA)	:	Abonos a capital año IA
B9(IA)	:	Saldo de Capital al final del año IA
CEC(ICE)	:	Costo de Operación anual por unidad de Mineral para el índice ICE.
CM(ICM)	:	Concentración de Uranio elemental en la Mina para el índice ICM.
CER(IAE)	:	Costo de Exploración por unidad de Mineral en el depósito, para Indicador IAE
COSMON(ITM,TPD)	:	Costo total de montaje según el tipo de Minería(ITM) y las toneladas explotadas por día (TPD).

C1	:	Préstamo total
C2(IA)	:	Intereses pagados por saldo de préstamo en año IA.
C3(IA)	:	Amortización de préstamo en año IA
C4(IA)	:	Saldo de préstamo al final de año IA
C5(IA)	:	Servicio de deuda de préstamo en año IA
DDISP	:	Dinero disponible de los ingresos netos, luego de amortizar el préstamo.
DD4	:	Cantidad no depreciada
DD	:	Tasa de inflación del dólar
DP	:	Tasa de inflación del peso
D1(IA)	:	Ingresos brutos por ventas de Uranio año IA
D2(IA)	:	Regalías pagadas por el proyecto año IA
D3(IA)	:	Costo de operación durante año IA
D4(IA)	:	Depreciación de la Inversión en montaje año IA.
D5	:	Servicio de deuda de préstamo en año IA
D6(IA)	:	Superavit del proyecto, año IA
D7(IA)	:	Reservas año IA
D8(IA)	:	Superavit después de descontar las reservas y antes de amortizar préstamo, año IA.
D9(IA)	:	Impuesto de renta de proyecto, año IA
D10(IA)	:	Ingresos netos del proyecto año IA
D11(IA)	:	Superavit después de amortizar préstamo año IA
D12(IA)	:	Exceso de utilidades del proyecto, año IA
E0	:	Reembolso inicial de Coluranio-IAN a Compañía Asociada por costos de Exploración.
E1(IA)	:	Reembolso de Coluranio-IAN a Compañía Asociada año IA
E2(IA)	:	Superavit de Compañía Asociada año IA
E3(IA)	:	Intereses que paga la Compañía Asociada por

préstamo, año IA

E4(IA) : Amortización de préstamo Compañía Asociada año IA.

E5(IA) : Ingresos netos Compañía Asociada, año IA

EG(IA) : Ingresos gravables Compañía Asociada, año IA

E7(IA) : Impuesto de renta que paga la Compañía Asociada, año IA.

E8(IA) : Impuesto de exceso de utilidades que paga - la Compañía Asociada, año IA

E9(IA) : Impuesto de remesas que paga la Compañía - Asociada sobre los giros, año IA.

E10(IA) : Utilidad neta por inversión de capital de - la Compañía Asociada, año IA

E11(IA) : Utilidad neta de la Compañía Asociada luego de declararse la comercialidad del proyecto, año IA.

E12,E13,E14: Valor presente neto por inversión de Capital de la Compañía Asociada.

E15,E16,E17: Valor presente neto por inversión de Capital en montaje de la Compañía Asociada(al declararse la comercialidad del proyecto).

F1(IA) : Superavit bruto Colurano-IAN, año IA

F2(IA) : Regalías pagadas por Colurano-IAN, año IA

F3(IA) : Impuesto de renta que paga Colurano-IAN,año IA.

F4(IA) : Ingresos netos Colurano-IAN,año IA

F5(IA) : Amortización de préstamo que hace Colurano- IAN, año IA.

F6(IA) : Utilidad neta Colurano-IAN, sin tener en - cuenta los impuestos que le cedería el Go-- bierno Nacional, año IA.

F7(IA) : Impuestos que cedería el Gobierno Nacional -

- a Coluranio-IAN, año IA.
- F8(IA) : Total impuestos que pagaría Coluranio-IAN si el Gobierno le cediera los impuestos F7, año IA
- F9(IA) : Utilidad neta Coluranio-IAN teniendo en -- cuenta los impuestos que le cede el Gobierno Nacional, año IA.
- F10(IA) : Total impuestos que pagan la Compañía Asociada y Coluranio-IAN sin tener en cuenta - los impuestos cedidos por el Gobierno , año IA.
- F11(IA) : Total impuestos que pagan la Compañía Asociada y Coluranio-IAN teniendo en cuenta que el Gobierno le cedería Impuestos a Coluranio-IAN,año IA
- F12,F13,F14: Valor presente neto por inversión de Capital de Coluranio-IAN, sin incluir los ingresos por impuestos cedidos por el Gobierno Nacional.
- F15,F16,F17: Valor presente neto por inversión de capital de Coluranio-IAN, incluyendo los ingresos -- por impuestos cedidos por el Gobierno Nacional.
- IAE : Indicador de costo de Exploración.
- ICE : Indicador del costo por unidad de mineral - explotado.
- ICM : Indicador de la concentración del Mineral en el depósito.
- IEE : Indicador de la tasa a la cual se explota el depósito.
- IO : Año en que se inicia la explotación
- IPV : Indicador de la proyección de precio de ven-

		ta.
ITM	:	Indicador del tipo de minería
	=1	Subterránea
	=2	Tajo abierto
IV	:	Indicador del volumen explotable del depósito,
NAD	:	Número de años en que se deprecia el montaje .
NR	:	Unidad lectora.
NW	:	Unidad impresora
PC	:	Participación de Coluranio-IAN en el contrato de Asociación.
PVU(IA, IIA):	:	Precio de venta por unidad de mineral para el año IA a partir del inicio de la explotación, quinquenio IIA a partir de 1980.
RG	:	Tasa de impuesto de regalías
RM	:	Tasa de impuesto de remesas.
RN	:	Tasa de impuesto de renta
RPC	:	Relación préstamo/capital
TD(I)	:	Tasa de descuento I a la cual se actualizan los flujos.
TIE10	:	Tasa interna de retorno de flujo por inversión de capital, Compañía Asociada.
TIE11	:	Tasa interna de retorno de flujo por inversión de capital en montaje, Compañía Asociada.
TIF10	:	Tasa interna de retorno de flujo por inversión de capital de Coluranio-IAN sin incluir los ingresos por impuestos cedidos por el - Gobierno Nacional .
TIF11	:	Tasa interna de retorno de flujo por inversión de capital de Coluranio-IAN, incluyendo los ingresos por impuestos cedidos por el

Gobierno Nacional.

TIP : Tasa de interés anual del préstamo.

TPD : Toneladas por día de Uranio Explotado

TT : Tasa de descuento a la cual se actualizan to
dos los flujos TD(2).

VEC(IEE) : Fracción anual de explotación del depósito -
para indicador IEE.

VED(IVE) : Volúmen del depósito para el indicador IVE

VP : Valor presente de un flujo

X1(EPV,IIA): Precio de venta del uranio al inicio de quin
quena IIA a partir de 1980, para la proyec-
ción IPV.

X2(IPV,IIA): Incremento anual del precio de venta del Ura
nio para cada quinquena a partir de 1980, pa
ra la proyección IPV.

Y(I,J) : Costo de montaje según el indicador de tone-
ladas por día J y el tipo de minería I.

En modificación impuesta por M. Gillis.

D7(IA) : Impuesto de precios favorables, año IA.

DIAGRAMA DE FLUJO
PROYECTO TOTAL

CADA AÑO:

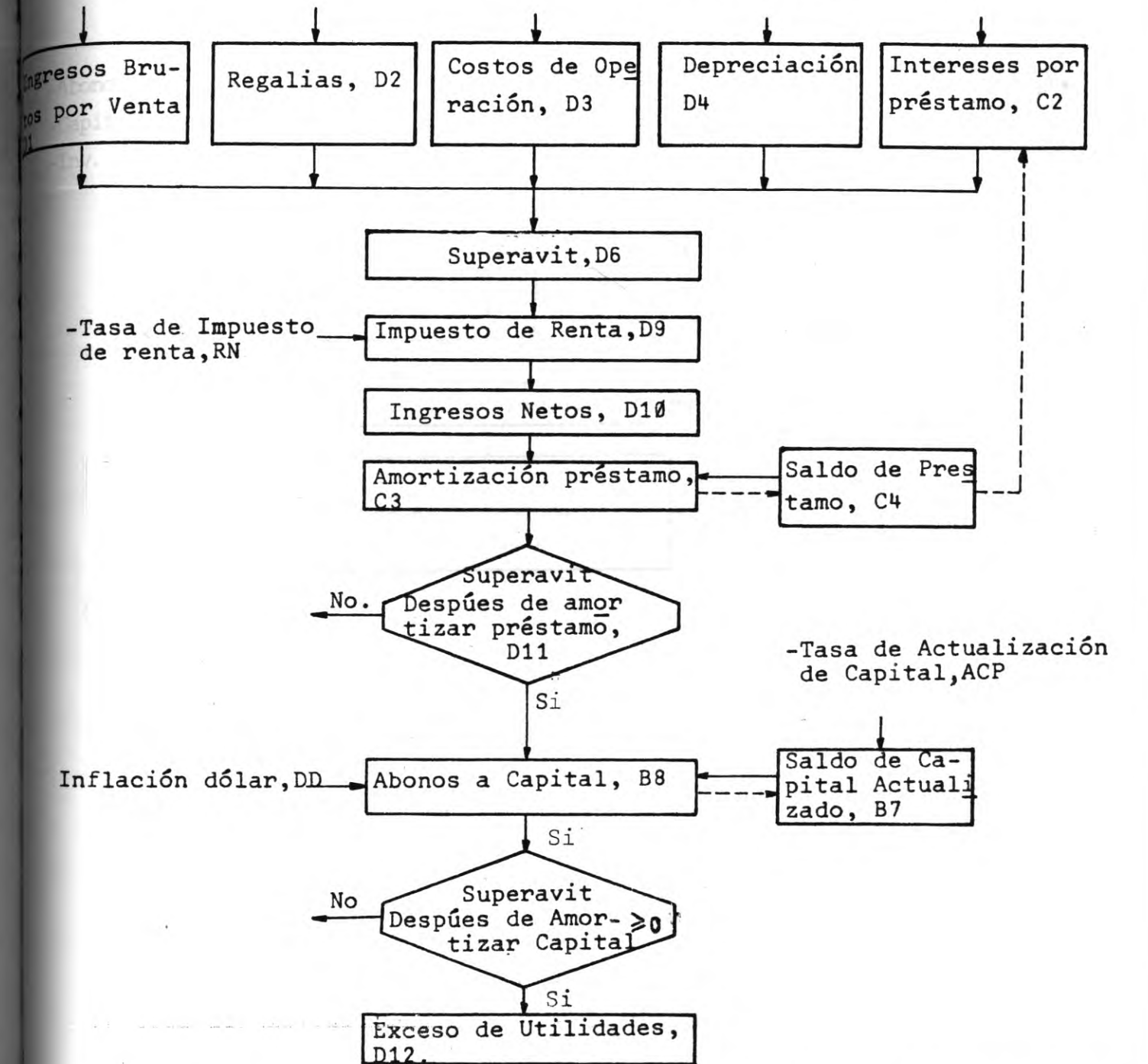
precio de venta
Uranio, PVU
volumen explota
do, A1

-Impuesto de
regalías, RG

-Costo operación
unitario, CEC
-Volumen explota
do, A1

-Coto Montaje, B3
-Inflación pesos,
DP.
-Años en que se
deprecia, NAD

-Tasa de Inte-
rés del prés-
tamo, TIP.



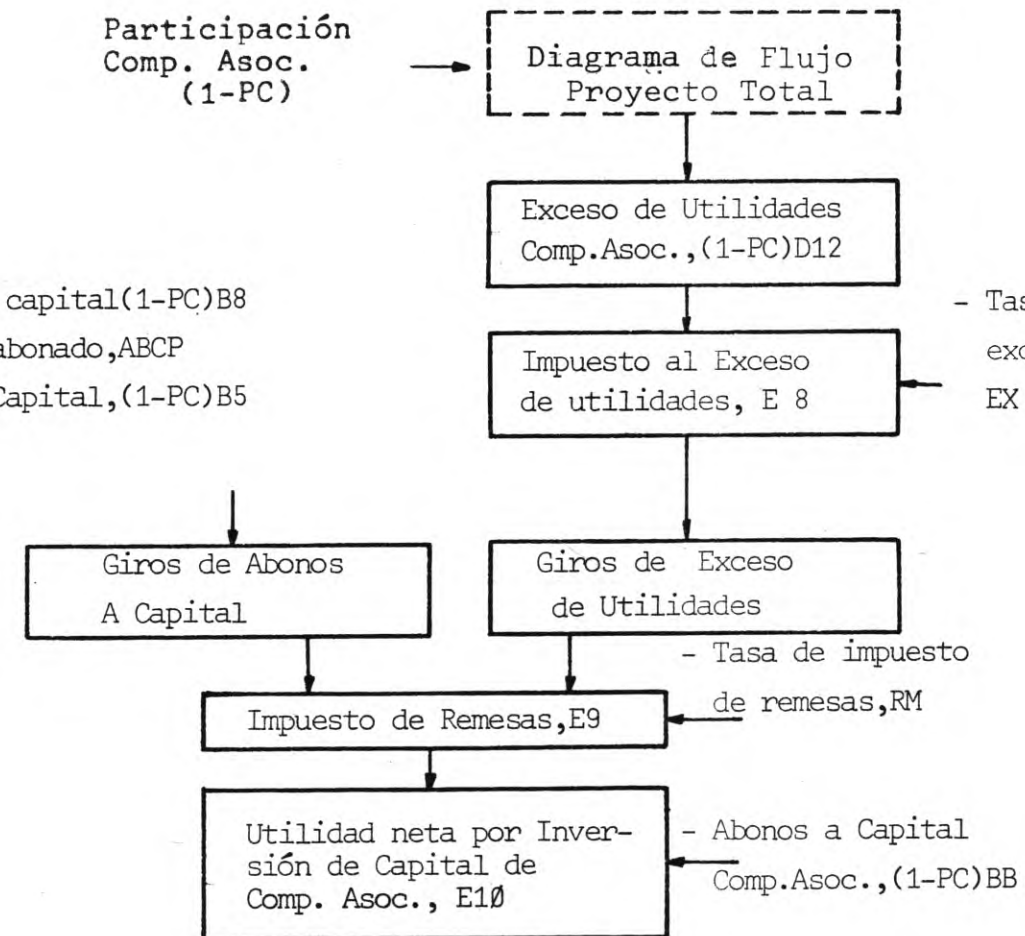
TA: Cada asociado, tanto Coluranio-IAN como la Compañía Asociada, participan de este diagrama de flujo en porcentajes PC y 1-PC, respectivamente.

DIAGRAMA DE FLUJO
 COMPAÑIA ASOCIADA, E

PARA CADA AÑO:

Participación
 Comp. Asoc.
 (1-PC)

- Abonos a capital(1-PC)B8
- Capital abonado,ABCP
- Inv. de Capital,(1-PC)B5



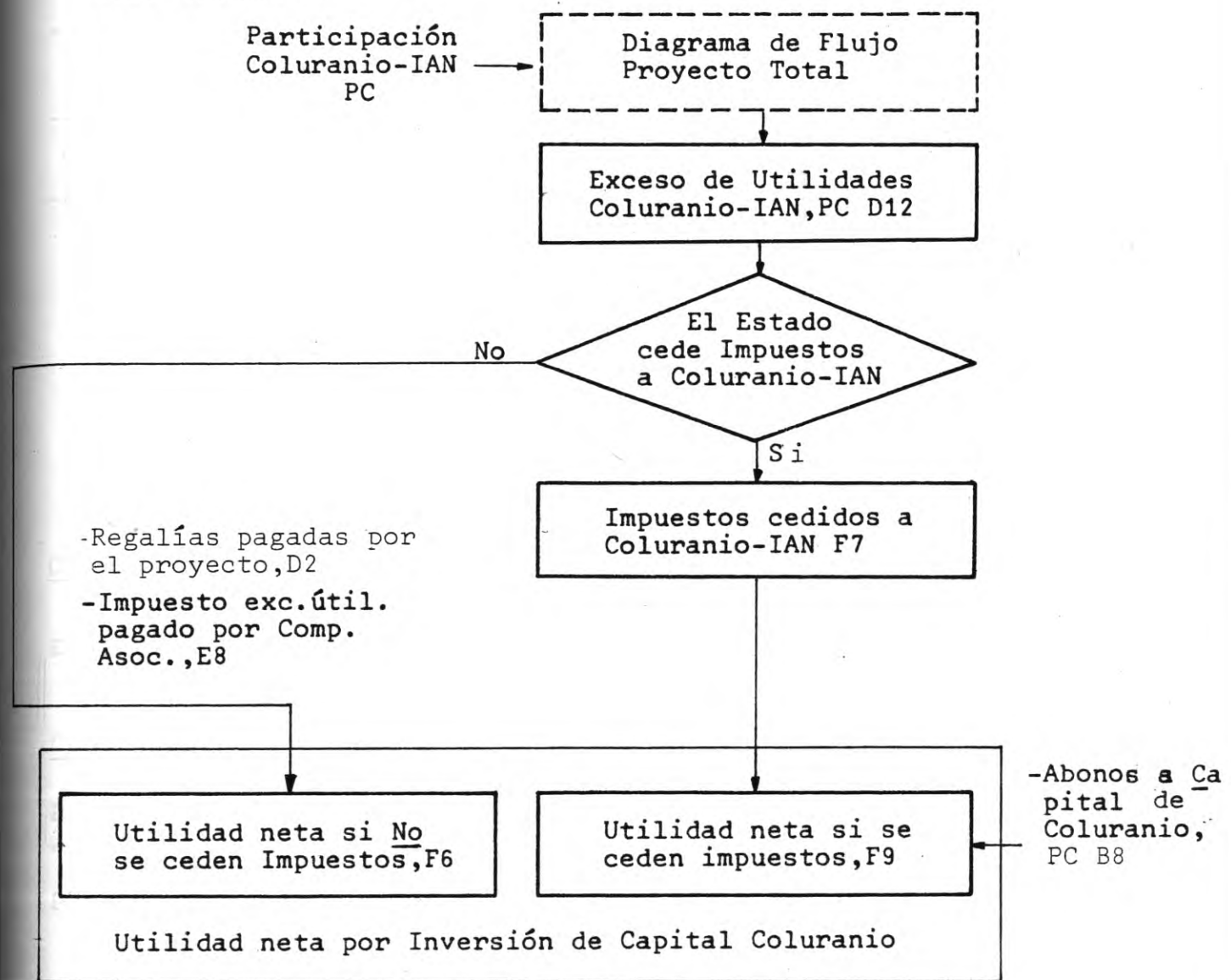
- Tasa de impuesto al exceso de utilidades EX

- Tasa de impuesto de remesas, RM

- Abonos a Capital Comp.Asoc.,(1-PC)BB

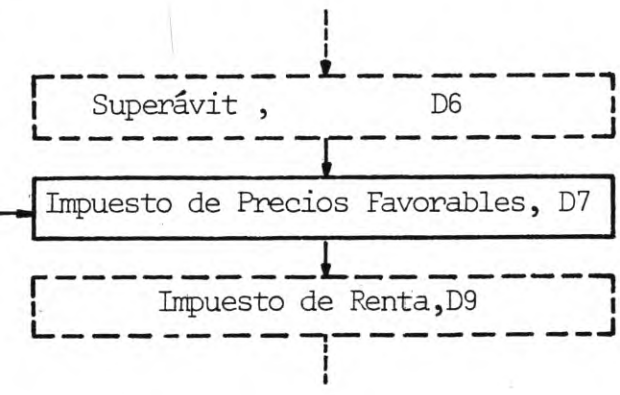
DIAGRAMA DE FLUJO
COLURANIO-IAN, F

PARA CADA AÑO:



PROYECTO TOTAL:

- 30% de precio favorable
- Precio de venta del Uranio, PVU
- Precio US\$80



Modificación de Diagrama De Flujo-Proyecto Total.

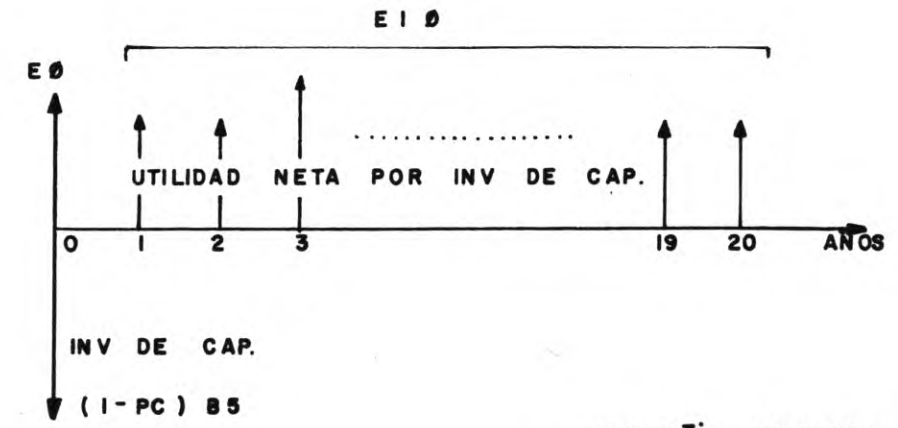
COMPAÑIA ASOCIADA:

El ITEM "Impuesto de Exceso de Utilidades" es nulo .

COLURANIO:

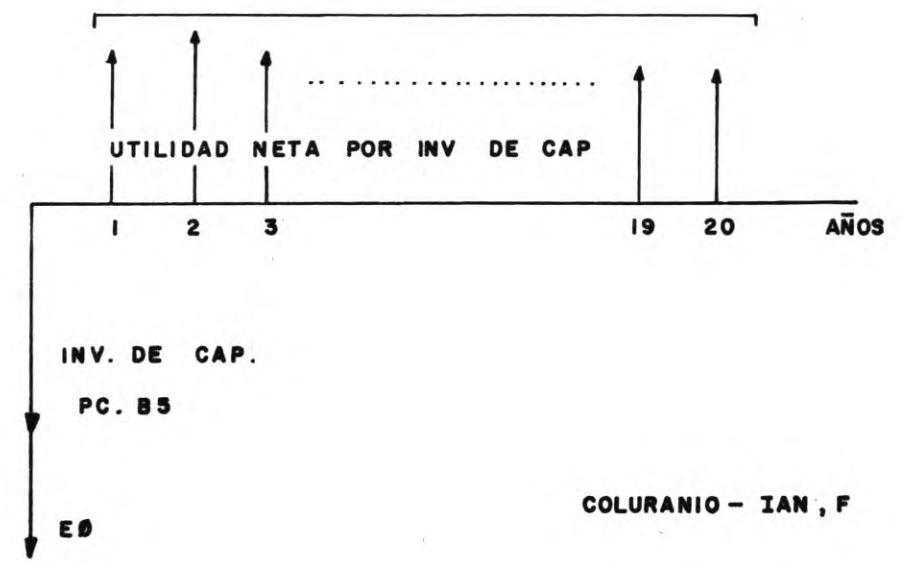
Para el caso en que el Gobierno cede Impuestos a Coluranio-IAN, los -- "Impuestos cedidos" serán el total de las regalías y el total del Im-- puesto de Precios Favorables, ambos pagados por el proyecto.

FLUJO DE FONDOS



COMPAÑIA ASOCIADA, E

F6 ó F9



COLURANIO - IAN, F



Faint text or a small heading on the left page, possibly a page number or a section title.



Faint text or a small heading on the left page, possibly a page number or a section title.

LISTADO DEL PROGRAMA

```

(      1) C      MODELO PARA SIMULAR LA EXPORTACION DE URANIO
(      2) C
(      3)      COMMON /A/ AJ, RG, PC, RN, RM, EX, ACP, TIP, AMD1, AMD2, AMRG, IVE, ICE, IEE, IA
(      4)      1E, ICM, ITM, RPC, NR, NW, NAD, IPV, DD, DP, IO, TT
(      5)      COMMON /B/ VED(7), CM(3), CEC(5), VEC(5), CER(4), X1(8,8), X2(8,8), TD(3)
(      6)      1, Y(2,5)
(      7)      NR=5
(      8)      NW=6
(      9) C
(     10) C      LECTURA DE DATOS GENERALES
(     11) C
(     12)      READ(NR,10) (VED(I), I=1,7)
(     13) C      VED      : volumen explotable del deposito
(     14)      READ(NR,10) (CM(I), I=1,3)
(     15) C      CM      : concentracion de la mena
(     16)      READ(NR,10) (CEC(I), I=1,5)
(     17) C      CEC      : costo de explotacion (costo por unidad producida)
(     18)      READ(NR,10) (VEC(I), I=1,3)
(     19) C      VEC      : velocidad de explotacion ( por a#o)
(     20)      READ(NR,10) (CER(I), I=1,4)
(     21) C      CER      : costo exploracion por libra de U308
(     22)      READ(NR,10) ((X1(I,J), X2(I,J)), J=1,8), I=1,3)
(     23) C      X1(I,J) : constante de funcion
(     24) C      X2(I,J) : pendiente de recta, indice I, quinquena J
(     25) C      PVU = X1 + X2 * J
(     26)      READ(NR,10) ((Y(I,J), J=1,4), I=1,2)
(     27) C      Y(I,J) : costo de montaje segun las toneladas por dia explota-
(     28) C      das (J), y el tipo de mineria I:
(     29) C      I = 1      subterranea
(     30) C      I = 2      tajo abierto
(     31)      READ(NR,10) (TD(I), I=1,3)
(     32) C      TD      : tasa de descuento
(     33)      READ(NR,10) AJ, RG, PC, RN, RM, EX, ACP, TIP, DD, DP
(     34) C      AJ      : ajuste al reembolso inicial
(     35) C      RG      : regalias (fraccion de ventas)
(     36) C      PC      : participacion de Colurano-IAN
(     37) C      RN      : impuesto de renta
(     38) C      RM      : impuesto de remesas
(     39) C      EX      : impuesto exceso de utilidades
(     40) C      TIP     : interes anual del prestamo
(     41) C      ACP     : actualizacion de capital
(     42) C      DD      : inflacion del dolar
(     43) C      DP      : inflacion del peso
(     44) C
(     45) C
(     46) C      LECTURA DATOS DEL DEPOSITO
(     47)      READ(NR,30) AMD1, AMD2, AMRG, IVE, ICM, ICE, IEE, IAE, IPV, ITM, IO, NAD, RPC
(     48) C
(     49)      CALL SIM
(     50)      CALL ESCR
(     51) C
(     52)      CALL EXIT
(     53) 10      FORMAT(8F10.4)
(     54) 30      FORMAT(3A4, 3X, 9I5, F10.4)
(     55)      END
(     56)      SUBROUTINE SIM

```

```

( 57) COMMON /A/ AJ, RG, PC, RN, RM, EX, ACP, TIP, AMD1, AMD2, AMRG, IVE, ICE, IEE, IA
( 58) 1E, ICM, ITM, RPC, NR, NW, NAD, IPV, DD, DP, IO, TT
( 59) COMMON /B/ VED(7), CM(3), CEC(5), VEC(5), CER(4), X1(8,8), X2(8,8), TD(3)
( 60) 1, Y(2,5)
( 61) COMMON/C/ A1(21), A2(21), A3(21), B1, B2, B3, B4, B5, B6(21), B7(21), BB(21)
( 62) 1, B9(21), C1, C2(21), C3(21), C4(21), C5(21), D1(21), D2(21), D3(21), D4(21)
( 63) 2, D5(21), D6(21), D7(21), D8(21), D9(21), D10(21), D11(21), D12(21),
( 64) 3E1(21), E2(21), E3(21), E4(21), E5(21), E6(21), E7(21), E8(21), E9(21), E10
( 65) 4(21), E11(21), E12, E13, E14, E15, E16, E17, E0,
( 66) 5F1(21), F2(21), F3(21), F4(21), F5(21), F6(21), F7(21), F8(21), F9(21), F10
( 67) 6(21), F11(21), F12, F13, F14, F15, F16, F17,
( 68) 7TIE10, TIE11, TIF10, TIF11
( 69) DATA E12/0. /, E13/0. /, E14/0. /, E15/0. /, E16/0. /, E17/0. /, F12/0. /, F13/0
( 70) 1. /, F14/0. /, F15/0. /, F16/0. /, F17/0. /, ABCAP/0. /, D4(1)/1. /,
( 71) 2E1(1)/0. /, E2(1)/0. /, E3(1)/0. /, E4(1)/0. /, E5(1)/0. /, E6(1)/0. /, E7(1)/
( 72) 30. /, E8(1)/0. /, E9(1)/0. /, E10(1)/0. /, E11(1)/0. /,
( 73) 4F1(1)/0. /, F2(1)/0. /, F3(1)/0. /, F4(1)/0. /, F5(1)/0. /, F6(1)/0. /, F7(1)/
( 74) 50. /, F8(1)/0. /, F9(1)/0. /, F10(1)/0. /, F11(1)/0. /
( 75) C
( 76) C INVERSION TOTAL B4
( 77) C
( 78) C COSTO DE MONTATE B3
( 79) C
( 80) C CAPACIDAD DE LA PLANTA
( 81) C TPD=(VED(IVE)*VEC(IEE))/(CM(ICM)*250.)
( 82) C toneladas por dia (TPD) = f(VED, VEC, CM)
( 83) C
( 84) C B3=COSMON(ITM, TPD)
( 85) C calculo costo de montaje
( 86) C costo de montaje a precios de 1980 (B3) = f(TPD)
( 87) C
( 88) C PREINVERSION B1
( 89) C
( 90) C B1=CER(IAE)*2.596*VED(IVE)
( 91) C preinversion (B1) = costo de exploracion (CER)
( 92) C $US/lb * 2.596lb/kg * ton = miles $US
( 93) C B2=0.
( 94) C
( 95) C B4=B1+B2+B3
( 96) C inversion total (B4) = B1 + B2 + B3
( 97) C nota: B2 = 0
( 98) C
( 99) C B5=B4/(1.+RPC)
( 100) C capital social (B5) = f(B4, RPC)
( 101) C
( 102) C
( 103) C C1=B4*RPC/(1.+RPC)
( 104) C prestamo total (C1) = f(B4, RPC)
( 105) C
( 106) C
( 107) C INICIALIZACION DE VARIABLES
( 108) C A2(1)=VED(IVE)
( 109) C volumen remanente del deposito
( 110) C B9(1)=B5
( 111) C saldo de capital
( 112) C C4(1)=C1

```

```

( 113) C      saldo de prestamo
( 114)      TT=TD(2)
( 115) C      tasa de descuento a la cual se actualizan todas las variables
( 116)      D9(1)=0.
( 117) C      impuesto de renta a#o 0.
( 118) C
( 119)      EO=B1*PC*(TIP+AJ)
( 120)      IF(B1.GT.B5) EO=B5*PC*(TIP+AJ)
( 121) C      reembolso inicial de Coluranio a Comp Asoc por preinversion
( 122) C
( 123) C
( 124) C      SIMULACION ANUAL
( 125) C
( 126) C
( 127)      DD 300 IA=2,21
( 128) C
( 129)      C3(IA)=0.
( 130)      B8(IA)=0.
( 131)      E9(IA)=0.
( 132) C
( 133)      A1(IA)=VEC(IEE)*A2(1)
( 134) C      volumen explotado en el a#o (A1) = f(VEC,VED)
( 135)      A2(IA)=A2(IA-1)-A1(IA)
( 136) C      volumen remanente del deposito (A2) = f(A2,A1)
( 137)      A3(IA)=A2(1)-A2(IA)
( 138) C      volumen total explotado (A3) = f(VED,A2)
( 139)      IIA=(IA-2+10-1980)/5+1
( 140)      D1(IA)=PVU(IA,IIA)*A1(IA)
( 141) C      ingresos brutos por ventas de uranio (D1) = f(PVU,A1)
( 142)      D2(IA)=RG*D1(IA)
( 143) C      regalías pagadas al Estado por el Proyecto (D2) = f(RG,D1)
( 144)      D3(IA)=CEC(ICE)*(1.+0.01)**(IA-1)*A1(IA)
( 145) C      costo de operacion (D3) = f(CEC,D1)
( 146)      D4(IA)=0.
( 147)      IF(IA.LE.(NAD+1)) D4(IA)=((1./NAD)*B3)/((1.+DP)**(IA-1))
( 148)      IF(D9(IA-1).GE.O.) DD4=0.
( 149)      D4(IA)=D4(IA)+(DD4/(1.+DP))
( 150) C      depreciacion (D4) = f(B4,NAD)
( 151)      C2(IA)=C4(IA-1)*TIP
( 152) C      intereses sobre el prestamo al principio de a#o (C2) = f(C4,TIP)
( 153) 304    D6(IA)=D1(IA)-D2(IA)-D3(IA)-D4(IA)-C2(IA)
( 154) C      superavit = ingresos brutos por ventas - (costos de operacion + re
( 155) C      galias) - depreciacion - intereses pagados por prestamo
( 156) C      D6 = D1 - (D2 + D3) - D4 - C2
( 157)      D7(IA)=0.
( 158) C      reservas (D7)
( 159)      D8(IA)=D6(IA)-D7(IA)
( 160) C      superavit desp de reservas y antes de amortizar (D8)
( 161)      D9(IA)=RN*D8(IA)
( 162) C      impuesto de renta del proyecto (D9) = f(D8,RN)
( 163)      IF((D9(IA).GE.O.).OR.(D4(IA-1).EQ.O.)) GO TO 305
( 164)      D9(IA)=0.
( 165)      DD4=-D6(IA)
( 166)      D4(IA)=D4(IA)-DD4
( 167) C      maxima depreciacion para que no sea negativo el superavit
( 168)      GO TO 304

```

```
( 169) 305 IF(D9(IA).GE.0.) GO TO 306
( 170) D9(IA)=0.
( 171) D8(IA)=0.
( 172) D6(IA)=0.
( 173) DD4=-D6(IA)
( 174) 306 CONTINUE
( 175) D10(IA)=D8(IA)-D7(IA)+D4(IA)
( 176) C ingresos netos del proyecto (D10) = f(DB,D9)
( 177) DDISP=D10(IA)
( 178) IF(DDISP.LT.0.) DDISP=0.
( 179) C dinero disponible para pago de prestamo y/o reembolso de capital
( 180) C DDISP
( 181) C4(IA)=C4(IA-1)
( 182) C saldo de prestamo
( 183) IF(DDISP-C4(IA)) 310,320,320
( 184) 310 C3(IA)=DDISP
( 185) GO TO 330
( 186) 320 C3(IA)=C4(IA)
( 187) C amortizacion de prestamo
( 188) 330 C4(IA)=C4(IA)-C3(IA)
( 189) C saldo de prestamo
( 190) DDISP=DDISP-C3(IA)
( 191) C dinero disponible para abonos a capital
( 192) D11(IA)=D10(IA)-C3(IA)
( 193) C superavit despues de amortizar prestamo
( 194) C5(IA)=C2(IA)+C3(IA)
( 195) C servicio de deuda (C5) = f(C2,C3)
( 196) D5(IA)=C5(IA)
( 197) C servicio de deuda (D5) = C5
( 198) B6(IA)=B9(IA-1)*ACP
( 199) C reajuste de capital (B6) =
( 200) B7(IA)=B9(IA-1)+D6(IA)
( 201) C capital actualizado
( 202) IF((DDISP*(1.+DD)**(IA-1))-B7(IA)) 340,350,350
( 203) 340 B8(IA)=(DDISP*(1.+DD)**(IA-1))
( 204) GO TO 360
( 205) 350 B8(IA)=B7(IA)
( 206) 360 B9(IA)=B7(IA)-B8(IA)
( 207) C saldo de Capital (B9) = f(B7,B8)
( 208) D12(IA)=DDISP-(B8(IA)/((1.+DD)**(IA-1)))
( 209) C exceso de utilidades del Proyecto D12
( 210) ABCAP=ABCAP+B8(IA)
( 211) C abonos a Capital acumulados ABCAP
( 212) C
( 213) C ITEMS E.COMPA#IA ASOCIADA
( 214) E1(IA)=0.
( 215) IF(IA.NE.2) GO TO 365
( 216) IF(B1.GE.B5) E1(IA)=PC*B5
( 217) IF(B1.LE.B5) E1(IA)=PC*B1
( 218) C reembolso de gob a comp asoc por prestamo E1
( 219) 365 E2(IA)=(1.-PC)*D6(IA)
( 220) C superavit de comp asoc E2
( 221) E3(IA)=(1.-PC)*C2(IA)
( 222) C intereses que debe pagar la comp asoc por prestamo E3
( 223) E4(IA)=(1.-PC)*C3(IA)
( 224) C amortizacion de prestamo E4
```

```

( 225) E5(IA)=(1.-PC)*D10(IA)
( 226) C ingresos netos comp asoc E5
( 227) E6(IA)=(1.-PC)*D8(IA)
( 228) C ingresos gravables comp asoc E6
( 229) C
( 230) E7(IA)=(1.-PC)*D9(IA)
( 231) C impuesto de renta que paga comp asoc E7
( 232) EB(IA)=EX*((1.-PC)*D12(IA))
( 233) C impuesto exceso de utilidades EB
( 234) IF(ABCAP.GE.B5) E9(IA)=RM*(1.-PC)*(BB(IA)/(1.+DD)**(IA-1))
( 235) IF(ABCAP.LT.(B5+BB(IA))) E9(IA)=RM*(1.-PC)*((ABCAP-B5)/(1.+DD)**(I
( 236) 1A-1))
( 237) IF(E9(IA).LT.0.) E9(IA)=0.
( 238) C impuesto de remesas por giro de contribucion de Comp. Asoc. al
( 239) C capital
( 240) E9(IA)=RM*(1.-EX)*(EB(IA)/EX)+E9(IA)
( 241) C mas impuesto de remesas E9
( 242) C
( 243) E10(IA)=(1.-PC)*(D11(IA))-EB(IA)-E9(IA)
( 244) C utilidad neta comp asoc por inv de capital
( 245) E11(IA)=E10(IA)+E1(IA)
( 246) C utilidad de la comp asoc al tomar la decision de invertir en el
( 247) C proyecto
( 248) E12=E12+(E10(IA)/(1.+TD(1))**((IA-1))
( 249) C valor presente E10
( 250) E13=E13+(E10(IA)/(1.+TD(2))**((IA-1))
( 251) C valor presente E10
( 252) E14=E14+(E10(IA)/(1.+TD(3))**((IA-1))
( 253) C valor presente E10
( 254) E15=E15+(E11(IA)/(1.+TD(1))**((IA-1))
( 255) C valor presente E11
( 256) E16=E16+(E11(IA)/(1.+TD(2))**((IA-1))
( 257) C valor presente E11
( 258) E17=E17+(E11(IA)/(1.+TD(3))**((IA-1))
( 259) C valor presente E11
( 260) C
( 261) C F: GOBIERNO + COLURANIO & IAN
( 262) C
( 263) F1(IA)=PC*D6(IA)
( 264) C Superavit
( 265) F2(IA)=PC*D2(IA)
( 266) C regalias
( 267) F3(IA)=PC*D9(IA)
( 268) C impuesto de renta
( 269) F4(IA)=PC*D10(IA)
( 270) C ingresos netos
( 271) F5(IA)=PC*C3(IA)
( 272) C amortizacion de prestamo
( 273) F6(IA)=PC*(D11(IA))
( 274) C utilidad neta sin impuestos cedidos
( 275) F7(IA)=EB(IA)+D2(IA)
( 276) C ingresos a Colurano-Ian por impuestos cedidos
( 277) FB(IA)=F2(IA)+RN*F7(IA)
( 278) C impuestos Colurano-Ian con impuestos cedidos
( 279) F9(IA)=F6(IA)+(1.-RN)*F7(IA)
( 280) C utilidad neta con impuestos cedidos

```

(281) F10(IA)=D2(IA)+D9(IA)+E8(IA)+E9(IA)
 (282) C total impuestos Gobierno sin impuestos cedidos
 (283) F11(IA)=F10(IA)-(1.-RN)*F7(IA)
 (284) C total impuestos Gobierno con impuestos cedidos
 (285) C
 (286) C
 (287) F12=F12+(F6(IA)/(1.+TD(1))**(IA-1))
 (288) C valor presente de F6
 (289) F13=F13+(F6(IA)/(1.+TD(2))**(IA-1))
 (290) C valor presente de F6
 (291) F14=F14+(F6(IA)/(1.+TD(3))**(IA-1))
 (292) C valor presente de F6
 (293) F15=F15+(F9(IA)/(1.+TD(1))**(IA-1))
 (294) C valor presente de F9
 (295) F16=F16+(F9(IA)/(1.+TD(2))**(IA-1))
 (296) C valor presente de F9
 (297) F17=F17+(F9(IA)/(1.+TD(3))**(IA-1))
 (298) C valor presente de F9
 (299) FC=1./((1.+TT)**(IA-1))
 (300) E1(1)=E1(1)+E1(IA)*FC
 (301) E2(1)=E2(1)+E2(IA)*FC
 (302) E3(1)=E3(1)+E3(IA)*FC
 (303) E4(1)=E4(1)+E4(IA)*FC
 (304) E5(1)=E5(1)+E5(IA)*FC
 (305) E6(1)=E6(1)+E6(IA)*FC
 (306) E7(1)=E7(1)+E7(IA)*FC
 (307) E8(1)=E8(1)+E8(IA)*FC
 (308) E9(1)=E9(1)+E9(IA)*FC
 (309) E10(1)=E10(1)+E10(IA)*FC
 (310) E11(1)=E11(1)+E11(IA)*FC
 (311) F1(1)=F1(1)+F1(IA)*FC
 (312) F2(1)=F2(1)+F2(IA)*FC
 (313) F3(1)=F3(1)+F3(IA)*FC
 (314) F4(1)=F4(1)+F4(IA)*FC
 (315) F5(1)=F5(1)+F5(IA)*FC
 (316) F6(1)=F6(1)+F6(IA)*FC
 (317) F7(1)=F7(1)+F7(IA)*FC
 (318) F8(1)=F8(1)+F8(IA)*FC
 (319) F9(1)=F9(1)+F9(IA)*FC
 (320) F10(1)=F10(1)+F10(IA)*FC
 (321) F11(1)=F11(1)+F11(IA)*FC
 (322) 300 CONTINUE
 (323) E10(1)=E10(1)+E0
 (324) E11(1)=E11(1)+E0
 (325) F6(1)=F6(1)-E0
 (326) F9(1)=F9(1)-E0
 (327) E12=E12-(1.-PC)*B5+E0
 (328) E13=E13-(1.-PC)*B5+E0
 (329) E14=E14-(1.-PC)*B5+E0
 (330) E15=E15-(1.-PC)*B5*(B3/B4)
 (331) E16=E16-(1.-PC)*B5*(B3/B4)
 (332) E17=E17-(1.-PC)*B5*(B3/B4)
 (333) F12=F12-PC*B5-E0
 (334) F13=F13-PC*B5-E0
 (335) F14=F14-PC*B5-E0
 (336) F15=F15-PC*B5-E0

```

( 337) F16=F16-PC*B5-E0
( 338) F17=F17-PC*B5-E0
( 339) BNO=(1.-PC)*B5-E0
( 340) CALL TIR(BNO,E10,20,TIE10)
( 341) BNO=(1.-PC)*B5*(B3/B4)-E0
( 342) CALL TIR(BNO,E11,20,TIE11)
( 343) BNO=PC*B5+E0
( 344) CALL TIR(BNO,F6,20,TIF10)
( 345) CALL TIR(BNO,F9,20,TIF11)
( 346) RETURN
( 347) END
( 348)
( 349)
( 350) SUBROUTINE ESCR
( 351) COMMON /A/ AJ, RG, PC, RN, RM, EX, ACP, TIP, AMD1, AMD2, AMRG, IVE, ICE, IEE, IA
( 352) 1E, ICM, ITM, RPC, NR, NW, NAD, IPV, DD, DP, IO, TT
( 353) COMMON /B/ VED(7), CM(3), CEC(5), VEC(5), CER(4), X1(8,8), X2(8,8), TD(3)
( 354) 1, Y(2,5)
( 355) COMMON /C/ A1(21), A2(21), A3(21), B1, B2, B3, B4, B5, B6(21), B7(21), B8(21)
( 356) 1, B9(21), C1, C2(21), C3(21), C4(21), C5(21), D1(21), D2(21), D3(21), D4(21)
( 357) 2, D5(21), D6(21), D7(21), D8(21), D9(21), D10(21), D11(21), D12(21),
( 358) 3E1(21), E2(21), E3(21), E4(21), E5(21), E6(21), E7(21), E8(21), E9(21), E10
( 359) 4(21), E11(21), E12, E13, E14, E15, E16, E17, E0,
( 360) 5F1(21), F2(21), F3(21), F4(21), F5(21), F6(21), F7(21), F8(21), F9(21), F10
( 361) 6(21), F11(21), F12, F13, F14, F15, F16, F17,
( 362) 7TIE10, TIE11, TIF10, TIF11
( 363) E10(1)=E10(1)-E0
( 364) E11(1)=E11(1)-E0
( 365) F6(1)=F6(1)+E0
( 366) F9(1)=F9(1)+E0
( 367) DO 700 I=1,3
( 368) CM(I)=CM(I)*100.
( 369) 700 TD(I)=TD(I)*100.
( 370) TT=TT*100.
( 371) TIE10=TIE10*100.
( 372) TIE11=TIE11*100.
( 373) TIF10=TIF10*100.
( 374) TIF11=TIF11*100.
( 375) RN=RN*100.
( 376) RG=RG*100.
( 377) ACP=ACP*100.
( 378) DD=DD*100.
( 379) DP=DP*100.
( 380) RM=RM*100.
( 381) PC=PC*100.
( 382) EX=EX*100.
( 383) AJ=AJ*100.
( 384) TIP=TIP*100.
( 385) WRITE(NW,600)
( 386) WRITE(NW,400) AMD1, AMD2, AMRG, VED(IVE), CM(ICM), CEC(ICE), VEC(IEE), CE
( 387) 1R(IAE), IO, RPC, RG, PC, RN, RM, EX, ACP, TIP, DD, DP
( 388) 400 FORMAT(///,10X,'DEPOSITO : ',2A4,
( 389) 1 //,10X,'REGION : ',A4,
( 390) 2 //,10X,'VOLUMEN EXPLOTABLE DEL DEPOSITO : ',F8.1,' TON',
( 391) 3 //,10X,'CONCENTRACION DE LA MINA : ',F8.2,' %',
( 392) 4 //,10X,'COSTO DE EXPLOTACION : ',F10.1,' $US/KG',

```


MODELO PARA SIMULAR LA EXPORTACION DE URANIO

```
( 393) 5 //,10X,'VELOCIDAD DE EXPLOTACION :',F10.2,' POR A#0',
( 394) 6 //,10X,'COSTO DE EXPLORACION :',F10.2,' $US/lb',
( 395) * //,10X,'A#0 INICIACION DE EXPLOTACION :',I10,
( 396) 7 //,10X,'MARCO FISCAL :',
( 397) 8 //,15X,'RELACION PRESTAMO/CAPITAL :',F10.2,
( 398) 9 //,15X,'IMPUESTO DE REGALIAS :',F10.2,
( 399) * //,15X,'PARTICIPACION DE COLURANIO :',F10.2,
( 400) 1 //,15X,'IMPUESTO DE RENTAS :',F10.2,
( 401) * //,15X,'IMPUESTO DE REMESAS :',F10.2,
( 402) 2 //,15X,'IMPUESTO DE EXCESO DE UTILIDADES :',F5.2,
( 403) 3 //,15X,'TASA DE ACTUALIZACION CAP :',F10.2,
( 404) 4 //,15X,'TASA DE INTERES DEL PRESTAMO :',F10.2,
( 405) 5 //,15X,'INFLACION DEL DOLAR :',F10.2,
( 406) 6 //,15X,'INFLACION EN PESOS :',F10.2,/)
( 407) IF(ITM.EQ.1) WRITE(NW,399)
( 408) IF(ITM.EQ.2) WRITE(NW,398)
( 409) 399 FORMAT(/,10X,'MINA SUBTERRANEA',/)
( 410) 398 FORMAT(/,10X,'MINA TAJD ABIERTO',/)
( 411) XX=X1(IPV,8)+5.*X2(IPV,8)
( 412) WRITE(NW,450) IPV,(X1(IPV,1),I=1,8),XX
( 413) 450 FORMAT(/,5X,'PROYECCION PRECIO DE VENTA :',I3,/,5X,'A#0',16X,'19
( 414) 180 1985 1990 2000 2005 2010 2015 2020',/,5X,'PRECIO $
( 415) 2US/KG ',9(1X,F5.0))
( 416) WRITE(NW,600)
( 417) 600 FORMAT(1H1)
( 418) WRITE(NW,410) (I,I=1,10)
( 419) 410 FORMAT(/,10X,'ITEM',22X,'0',10(7X,I2))
( 420) WRITE(NW,500) (A1(I),I=2,11),(A2(I),I=1,11),(A3(I),I=2,11)
( 421) 500 FORMAT(/,1X,'A OPERACION DEL DEPOSITO (TONELADAS)',
( 422) 1 //,1X,'A1 VOL EXPLOTADO EN A#0 ',9X,10(2X,F7.0),
( 423) 2 //,1X,'A2 VOL REMANENTE FINAL A#0 ',11(2X,F7.0),
( 424) 3 //,1X,'A3 VOL TOTAL EXPLOTADO ',9X,10(2X,F7.0),/)
( 425) WRITE(NW,510) B1,B3,B4,B5,(B6(I),I=2,11),(B7(I),I=2,11),(B8(I),I=2
( 426) 1,11),(B9(I),I=1,11)
( 427) 510 FORMAT(/,1X,'B CAPITAL :',
( 428) 1 //,1X,'B1 EXPLORACION Y PREINV. ',2X,F7.0,
( 429) 2 //,1X,'B2 :',
( 430) 3 //,1X,'B3 MONTATE :',2X,F7.0,
( 431) 4 //,1X,'B4 INVERSION TOTAL :',2X,F7.0,
( 432) 5 //,1X,'B5 CAPITAL SOCIAL :',2X,F7.0,
( 433) 6 //,1X,'B6 REAJUSTE DE CAPITAL :',9X,10(2X,F7.0),
( 434) 7 //,1X,'B7 CAPITAL REAJUSTADO :',9X,10(2X,F7.0),
( 435) 8 //,1X,'B8 ABONOS A CAPITAL :',9X,10(2X,F7.0),
( 436) 9 //,1X,'B9 SALDO DE CAPITAL :',11(2X,F7.0),/)
( 437) WRITE(NW,520) C1,(C2(I),I=2,11),(C3(I),I=2,11),(C4(I),I=2,11),(C5(
( 438) 11),I=2,11)
( 439) 520 FORMAT(/,1X,'C PRESTAMOS :',
( 440) 1 //,1X,'C1 PRESTAMO TOTAL :',2X,F7.0,
( 441) 2 //,1X,'C2 INTERESES SALDO PRESTAMO :',9X,10(2X,F7.0),
( 442) 3 //,1X,'C3 AMORTIZACION DE PRESTAMO :',9X,10(2X,F7.0),
( 443) 4 //,1X,'C4 SALDO DE PRESTAMO :',9X,10(2X,F7.0),
( 444) 5 //,1X,'C5 SERVICIO DE DEUDA :',9X,10(2X,F7.0),/)
( 445) WRITE(NW,530) (D1(I),I=2,11),(D2(I),I=2,11),(D3(I),I=2,11),(D4(I),
( 446) 11=2,11),(D5(I),I=2,11),(D6(I),I=2,11),(D7(I),I=2,11),(D8(I),I=2,11
( 447) 2),(D9(I),I=2,11),(D10(I),I=2,11),(D11(I),I=2,11),(D12(I),I=2,11)
( 448) 530 FORMAT(/,1X,'D FLUJO DE CAJA DEL PROYECTO ',
```

3431 1 100% ASOCIADO DE EXPANSION TIO
 3431 2 100% ASOCIADO DE EXPANSION TIO

```

( 449) 1 //, 1X, 'D1 VENTAS DE URANIO ', 9X, 10(2X, F7. 0),
( 450) 2 //, 1X, 'D2 REGALIAS ', 9X, 10(2X, F7. 0),
( 451) 3 //, 1X, 'D3 COSTOS DE OPERACION ', 9X, 10(2X, F7. 0),
( 452) 4 //, 1X, 'D4 DEPRECIACION ', 9X, 10(2X, F7. 0),
( 453) 5 //, 1X, 'D5 SERVICIO DE DEUDA ', 9X, 10(2X, F7. 0),
( 454) 6 //, 1X, 'D6 SUPERAVIT ANT RESERV ', 9X, 10(2X, F7. 0),
( 455) 7 //, 1X, 'D7 RESERVAS ', 9X, 10(2X, F7. 0),
( 456) 8 //, 1X, 'D8 SUPERAVIT DESP RESERV ', 9X, 10(2X, F7. 0),
( 457) 9 //, 1X, 'D9 IMPUESTO DE RENTA ', 9X, 10(2X, F7. 0),
( 458) * //, 1X, 'D10 INGRESOS NETOS DEL PROY ', 9X, 10(2X, F7. 0),
( 459) 1 //, 1X, 'D11 SUPVT PROY DESP AMO PREST ', 9X, 10(2X, F7. 0),
( 460) 2 //, 1X, 'D12 EXCESO DE UTIL PROY. ', 9X, 10(2X, F7. 0), /)
( 461) WRITE(NW, 600)
( 462) WRITE(NW, 410) (I, I=1, 10)
( 463) WRITE(NW, 540) E0, (E1(I), I=2, 11), (E2(I), I=2, 11), (E3(I), I=2, 11), (E4(I)
( 464) 1), I=2, 11), (E5(I), I=2, 11), (E6(I), I=2, 11), (E7(I), I=2, 11), (E8(I), I=2,
( 465) 211), (E9(I), I=2, 11), (E10(I), I=2, 11), TD(1), E12, TD(2)
( 466) 3, E13, TD(3), E14, TIE10, TD(1), E15, TD(2), E16, TD(3), E17, TIE11
( 467) 540 FORMAT(///, 1X, 'E COMPANIA ASOCIADA ',
( 468) 1 //, 1X, 'E1 REEMBOLSO INICIAL ', 11(2X, F7. 0),
( 469) 2 //, 1X, 'E2 SUPERAVIT BRUTOS ', 9X, 10(2X, F7. 0),
( 470) 3 //, 1X, 'E3 INTERESES POR PRESTAMO ', 9X, 10(2X, F7. 0),
( 471) 4 //, 1X, 'E4 AMORTIZACION PRESTAMO ', 9X, 10(2X, F7. 0),
( 472) 5 //, 1X, 'E5 INGRESOS NETOS ', 9X, 10(2X, F7. 0),
( 473) 6 //, 1X, 'E6 INGRESOS GRAVABLES ', 9X, 10(2X, F7. 0),
( 474) 7 //, 1X, 'E7 IMPUESTO DE RENTA ', 9X, 10(2X, F7. 0),
( 475) 8 //, 1X, 'E8 IMPUESTO DE EXC UTIL ', 9X, 10(2X, F7. 0),
( 476) 9 //, 1X, 'E9 IMPUESTO DE REMESAS ', 9X, 10(2X, F7. 0),
( 477) * //, 1X, 'E10 UTILIDAD NETA ', 9X, 10(2X, F7. 0),
( 478) 1//, 1X, 'E12 VALOR PRENTE NETO POR INV CAP AL ', F4. 0, ' %', F10. 0,
( 479) 2 //, 1X, 'E13 VALOR PRENTE NETO POR INV CAP AL ', F4. 0, ' %', F10. 0,
( 480) 3 //, 1X, 'E14 VALOR PRENTE NETO POR INV CAP AL ', F4. 0, ' %', F10. 0,
( 481) 4 //, 40X, 'TASA INTERNA DE RETORNO = ', F5. 1, ' %', /)
( 482) 5 //, 1X, 'E15 VLR PRENTE NETO POR INV CAP EN MONT ', F4. 0, ' %', F10. 0,
( 483) 6 //, 1X, 'E16 VLR PRENTE NETO POR INV CAP EN MONT ', F4. 0, ' %', F10. 0,
( 484) 7 //, 1X, 'E17 VLR PRENTE NETO POR INV CAP EN MONT ', F4. 0, ' %', F10. 0,
( 485) * //, 40X, 'TASA INTERNA DE RETORNO = ', F5. 1, ' %', /)
( 486) WRITE(NW, 550) (F1(I), I=2, 11), (F2(I), I=2, 11), (F3(I), I=2, 11), (F4(I),
( 487) 11=2, 11), (F5(I), I=2, 11), (F6(I), I=2, 11), (F7(I), I=2, 11), (F8(I), I=2, 11
( 488) 2), (F9(I), I=2, 11), (F10(I), I=2, 11), (F11(I), I=2, 11), TD(1), F12, TD(2), F
( 489) 313, TD(3), F14, TIF10, TD(1), F15, TD(2), F16, TD(3), F17, TIF11
( 490) 550 FORMAT(///, 1X, 'F GOBIERNO + COLURANIO & IAN ',
( 491) * //, 1X, ' COLURANIO & IAN ',
( 492) 1 //, 1X, 'F1 SUPERAVIT ', 9X, 10(2X, F7. 0),
( 493) 2 //, 1X, 'F2 REGALIAS ', 9X, 10(2X, F7. 0),
( 494) 3 //, 1X, 'F3 IMPUESTO DE RENTA ', 9X, 10(2X, F7. 0),
( 495) 4 //, 1X, 'F4 INGRESOS NETOS ', 9X, 10(2X, F7. 0),
( 496) 5 //, 1X, 'F5 AMORTIZACION DE PRESTAMO ', 9X, 10(2X, F7. 0),
( 497) 6 //, 1X, 'F6 UTILD NETA SIN IMP CED ', 9X, 10(2X, F7. 0),
( 498) 7 //, 1X, 'F7 INGRESOS POR IMP CEDIDOS ', 9X, 10(2X, F7. 0),
( 499) 8 //, 1X, 'F8 IMPUESTOS CON IMP CEDIDOS ', 9X, 10(2X, F7. 0),
( 500) 9 //, 1X, 'F9 UTILD NETA CON IMP CED ', 9X, 10(2X, F7. 0),
( 501) * //, 1X, ' GOBIERNO ',
( 502) * //, 1X, 'F10 TOTAL IMPUESTOS SIN IMP CED ', 7X, 10(2X, F7. 0),
( 503) 1 //, 1X, 'F11 TOTAL IMPUESTOS CON IMP CED ', 7X, 10(2X, F7. 0),
( 504) 2 //, 1X, 'F12 V P N SIN IMP CED POR INV CAP AL ', F4. 0, ' %', F10. 0,
  
```

```

( 505) 3  /, 1X, 'F13 V P N SIN IMP CED POR INV CAP AL', F4.0, ' %', F10.0,
( 506) 4  /, 1X, 'F14 V P N SIN IMP CED POR INV CAP AL', F4.0, ' %', F10.0,
( 507) * /, 40X, 'TASA INTERNA DE RETORNO = ', F5.1, ' %',
( 508) 5  /, 1X, 'F15 V P N CON IMP CED POR INV CAP AL', F4.0, ' %', F10.0,
( 509) 6  /, 1X, 'F16 V P N CON IMP CED POR INV CAP AL', F4.0, ' %', F10.0,
( 510) 7  /, 1X, 'F17 V P N CON IMP CED POR INV CAP AL', F4.0, ' %', F10.0,
( 511) * /, 40X, 'TASA INTERNA DE RETORNO = ', F5.1, ' %', /)
( 512) WRITE(NW,600)
( 513) WRITE(NW,411) (I, I=11,20), TT
( 514) 411 FORMAT(/, 10X, 'ITEM', 14X, 10(7X, I2), 8X, 'VP AL', /, 126X, F3.0, ' %')
( 515) WRITE(NW,501) (A1(I), I=12,21), (A2(I), I=12,21), (A3(I), I=12,21)
( 516) 501 FORMAT(/, 1X, 'A  OPERACION DEL DEPOSITO (TONELADAS) ',
( 517) 1  //, 1X, 'A1 VOL EXPLOTADO EN A#0      ', 10(2X, F7.0),
( 518) 2  /, 1X, 'A2 VOL REMANENTE FINAL A#0    ', 10(2X, F7.0),
( 519) 3  /, 1X, 'A3 VOL TOTAL EXPLOTADO      ', 10(2X, F7.0), /)
( 520) WRITE(NW,511) (B6(I), I=12,21), (B7(I), I=12,21), (B8(I), I=12,21), (B9(
( 521) 1I), I=12,21)
( 522) 511 FORMAT(/, 1X, 'B  CAPITAL
( 523) 1  //, 1X, 'B1 EXPLORACION Y PREINV.
( 524) 2  /, 1X, 'B2
( 525) 3  /, 1X, 'B3 INVERSION TOTAL
( 526) 4  /, 1X, 'B4 INVERSION TOTAL
( 527) 5  /, 1X, 'B5 CAPITAL SOCIAL
( 528) 6  /, 1X, 'B6 REALUSTE DE CAPITAL      ', 10(2X, F7.0),
( 529) 7  /, 1X, 'B7 CAPITAL REATUSTADO      ', 10(2X, F7.0),
( 530) 8  /, 1X, 'B8 ABONOS A CAPITAL          ', 10(2X, F7.0),
( 531) 9  /, 1X, 'B9 SALDO DE CAPITAL          ', 10(2X, F7.0), /)
( 532) WRITE(NW,521) (C2(I), I=12,21), (C3(I), I=12,21), (C4(I), I=12,21), (C5(
( 533) 1I), I=12,21)
( 534) 521 FORMAT(/, 1X, 'C  PRESTAMOS
( 535) 1  //, 1X, 'C1 PRESTAMO TOTAL
( 536) 2  /, 1X, 'C2 INTERESES SALDO PREST.    ', 10(2X, F7.0),
( 537) 3  /, 1X, 'C3 AMORTIZACION DE PREST.    ', 10(2X, F7.0),
( 538) 4  /, 1X, 'C4 SALDO DE PRESTAMO        ', 10(2X, F7.0),
( 539) 5  /, 1X, 'C5 SERVICIO DE DEUDA         ', 10(2X, F7.0), /)
( 540) WRITE(NW,531) (D1(I), I=12,21), (D2(I), I=12,21), (D3(I), I=12,21), (D4(
( 541) 1I), I=12,21), (D5(I), I=12,21), (D6(I), I=12,21), (D7(I), I=12,21), (D8(I)
( 542) 2, I=12,21), (D9(I), I=12,21), (D10(I), I=12,21), (D11(I), I=12,21), (D12(I)
( 543) 3), I=12,21)
( 544) WRITE(NW,600)
( 545) WRITE(NW,411) (I, I=11,20), TT
( 546) WRITE(NW,541) (E1(I), I=12,21), E1(1), (E2(I), I=12,21), E2(1), (E3(I), I
( 547) 1=12,21), E3(1), (E4(I), I=12,21), E4(1), (E5(I), I=12,21), E5(1), (E6(I), I
( 548) 2=12,21), E6(1), (E7(I), I=12,21), E7(1), (E8(I), I=12,21), E8(1), (E9(I), I
( 549) 3=12,21), E9(1), (E10(I), I=12,21), E10(1)
( 550) WRITE(NW,551) (F1(I), I=12,21), F1(1), (F2(I), I=12,21), F2(1), (F3(I), I
( 551) 1=12,21), F3(1), (F4(I), I=12,21), F4(1), (F5(I), I=12,21), F5(1), (F6(I), I
( 552) 2=12,21), F6(1), (F7(I), I=12,21), F7(1), (F8(I), I=12,21), F8(1), (F9(I), I
( 553) 3=12,21), F9(1), (F10(I), I=12,21), F10(1), (F11(I), I=12,21), F11(1)
( 554) 531 FORMAT(/, 1X, 'D  FLUJO DE CAJA DEL PROYECTO ',
( 555) 1  //, 1X, 'D1 VENTAS DE URANIO        ', 10(2X, F7.0),
( 556) 2  /, 1X, 'D2 REGALIAS                ', 10(2X, F7.0),
( 557) 3  /, 1X, 'D3 COSTOS DE OPERACION      ', 10(2X, F7.0),
( 558) 4  /, 1X, 'D4 DEPRECIACION            ', 10(2X, F7.0),
( 559) 5  /, 1X, 'D5 SERVICIO DE DEUDA        ', 10(2X, F7.0),
( 560) 6  /, 1X, 'D6 SUPERAVIT ANT RESERV    ', 10(2X, F7.0),

```

```

( 561) 7 //,1X,'D7 RESERVAS ',10(2X,F7.0),
( 562) 8 //,1X,'D8 SUPERAVIT DESP RESERV ',10(2X,F7.0),
( 563) 9 //,1X,'D9 IMPUESTO DE RENTA ',10(2X,F7.0),
( 564) * //,1X,'D10 INGRESOS NETOS DEL PROY ',10(2X,F7.0),
( 565) 1 //,1X,'D11 SUPVT PROY DESP AMD PREST ',10(2X,F7.0),
( 566) 2 //,1X,'D12 EXCESO DE UTIL DEL PROY. ',10(2X,F7.0),/)
( 567) 541 FORMAT(///,1X,'E COMPANIA ASOCIADA ',
( 568) 1 //,1X,'E1 REEMBOLSO INICIAL ',10(2X,F7.0),F9.0,
( 569) 2 //,1X,'E2 SUPERAVIT BRUTOS ',10(2X,F7.0),F9.0,
( 570) 3 //,1X,'E3 INTERESES POR PRESTAMO ',10(2X,F7.0),F9.0,
( 571) 4 //,1X,'E4 AMORTIZACION PRESTAMO ',10(2X,F7.0),F9.0,
( 572) 5 //,1X,'E5 INGRESOS NETOS ',10(2X,F7.0),F9.0,
( 573) 6 //,1X,'E6 INGRESOS GRAVABLES ',10(2X,F7.0),F9.0,
( 574) 7 //,1X,'E7 IMPUESTO DE RENTA ',10(2X,F7.0),F9.0,
( 575) 8 //,1X,'E8 IMPUESTO DE EXC UTIL ',10(2X,F7.0),F9.0,
( 576) 9 //,1X,'E9 IMPUESTO DE REMESAS ',10(2X,F7.0),F9.0,
( 577) * //,1X,'E10 UTILIDAD NETA ',10(2X,F7.0),F9.0,/)
( 578) 551 FORMAT(///,1X,'F GOBIERNO + COLURANIO & IAN ',
( 579) * //,1X,' COLURANIO & IAN ',
( 580) 1 //,1X,'F1 SUPERAVIT ',10(2X,F7.0),F9.0,
( 581) 2 //,1X,'F2 REGALIAS ',10(2X,F7.0),F9.0,
( 582) 3 //,1X,'F3 IMPUESTO DE RENTA ',10(2X,F7.0),F9.0,
( 583) 4 //,1X,'F4 INGRESOS NETOS ',10(2X,F7.0),F9.0,
( 584) 5 //,1X,'F5 AMORTIZACION DE PRESTAMO ',10(2X,F7.0),F9.0,
( 585) 6 //,1X,'F6 UTILD NETA SIN IMP CED ',10(2X,F7.0),F9.0,
( 586) 7 //,1X,'F7 INGRESOS POR IMP CEDIDOS ',10(2X,F7.0),F9.0,
( 587) 8 //,1X,'F8 IMPUESTOS CON IMP CEDIDOS ',10(2X,F7.0),F9.0,
( 588) 9 //,1X,'F9 UTILD NETA CON IMP CED ',10(2X,F7.0),F9.0,
( 589) * //,1X,' GOBIERNO ',
( 590) * //,1X,'F10 TOTAL IMPUESTOS SIN IMP CED ',10(2X,F7.0),F9.0,
( 591) 1 //,1X,'F11 TOTAL IMPUESTOS CON IMP CED ',10(2X,F7.0),F9.0,/)
( 592) RETURN
( 593) END
( 594) FUNCTION PVU(IA, IIA)
( 595) COMMON /A/ AJ, RG, PC, RN, RM, EX, ACP, TIP, AMD1, AMD2, AMRG, IVE, ICE, IEE, IA
( 596) 1E, ICM, ITM, RPC, NR, NW, NAD, IPV, DD, DP, ID, TT
( 597) COMMON /B/ VED(7), CM(3), CEC(5), VEC(5), CER(4), X1(8,8), X2(8,8), TD(3)
( 598) 1, Y(2,5)
( 599) III=IA+ID-1980-1
( 600) PVU=(X1(IPV, IIA)+X2(IPV, IIA))*((III-((IIA-1)*5)))
( 601) RETURN
( 602) END
( 603) SUBROUTINE TIR(BND, BN, NA, TIN)
( 604) DIMENSION BN(21)
( 605) NW=6
( 606) TIN=0.01
( 607) DI=0.10
( 608) VPA=1.
( 609) 300 VP=-BND
( 610) DO 310 I=1, NA
( 611) J=I+1
( 612) 310 VP=VP+BN(J)/(1.+TIN)**I
( 613) IF(ABS(VP).LE.1.) GO TO 320
( 614) IF((VPA/VP).LT.0.) DI=-DI/3.
( 615) TIN=TIN+DI
( 616) IF(TIN.LT.-1.) GO TO 330

```

STOCKWELL DESK HERRERA 10134' AS D1
10134' AS D1

```
( 617) IF(VP.EG.(-BND)) GO TO 330
( 618) VPA=VP
( 619) GO TO 300
( 620) 320 RETURN
( 621) 330 TIN=999999.
( 622) RETURN
( 623) END
( 624) FUNCTION COSMON(ITM,TPD)
( 625) COMMON /B/ VED(7),CM(3),CEC(5),VEC(5),CER(4),X1(8,8),X2(8,8),TD(3)
( 626) 1,Y(2,5)
( 627) IF(TPD.LE.500.) COSMON=(TPD/500.)*Y(ITM,1)
( 628) IF((500.LT.TPD).AND.(TPD.LE.1000.)) COSMON=(TPD/500.-1.)*(Y(ITM,2)
( 629) 1-Y(ITM,1))+Y(ITM,1)
( 630) IF((1000.LT.TPD).AND.(TPD.LE.2000.)) COSMON=(TPD/1000.-1.)*(Y(ITM,
( 631) 13)-Y(ITM,2))+Y(ITM,2)
( 632) IF((2000.LT.TPD).AND.(TPD.LE.3000.)) COSMON=(TPD/1000.-2.)*(Y(ITM,
( 633) 14)-Y(ITM,3))+Y(ITM,3)
( 634) COSMON=COSMON*1000.
( 635) RETURN
( 636) END
```

LISTADO DE RESULTADOS
CASO BASICO

DEPOSITO : MINATOME
 REGION : COL
 VOLUMEN EXPLOTABLE DEL DEPOSITO : 15000.0 TON
 CONCENTRACION DE LA MINA : 0.15 %
 COSTO DE EXPLOTACION : 55.0 \$US/KG
 VELOCIDAD DE EXPLOTACION : 0.05 POR A#0
 COSTO DE EXPLORACION : 2.00 \$US/1b
 A#0 INICIACION DE EXPLOTACION : 1990

MARCO FISCAL
 RELACION PRESTAMO/CAPITAL : 4.00
 IMPUESTO DE REGALIAS : 5.00
 PARTICIPACION DE COLURANIO : 51.00
 IMPUESTO DE RENTAS : 40.00
 IMPUESTO DE REMESAS : 20.00
 IMPUESTO DE EXCESO DE UTILIDADES : 42.00
 TASA DE ACTUALIZACION CAP : 20.00
 TASA DE INTERES DEL PRESTAMO : 5.00
 INFLACION DEL DOLAR : 10.00
 INFLACION EN PESOS : 25.00

MINA SUBTERRANEA

PROYECCION PRECIO DE VENTA : 2

A#0	1980	1985	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020
PRECIO \$US/KG	80.	80.	80.	80.	100.	100.	100.	80.	60.

ITEM	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
E COMPANIA ASOCIADA											
E1 REEMBOLSO INICIAL	1070.	15288.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.
E2 SUPERAVIT BRUTOS		0.	87.	1012.	1737.	2302.	5982.	7344.	8744.	10184.	11665.
E3 INTERESES POR PRESTAMO		2938.	2709.	2480.	2269.	2073.	1888.	1709.	1488.	1226.	920.
E4 AMORTIZACION PRESTAMO		4578.	4568.	4220.	3933.	3693.	3589.	4406.	5246.	6110.	6999.
E5 INGRESOS NETOS		4578.	4568.	4220.	3933.	3693.	3589.	4406.	5246.	6110.	6999.
E6 INGRESOS GRAVABLES		0.	87.	1012.	1737.	2302.	5982.	7344.	8744.	10184.	11665.
E7 IMPUESTO DE RENTA		0.	35.	405.	695.	921.	2393.	2938.	3498.	4074.	4666.
E8 IMPUESTO DE EXC UTIL		0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.
E9 IMPUESTO DE REMESAS		0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.
E10 UTILIDAD NETA		0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.
E12 VALOR PRENTE NETO POR INV CAP AL 10. %			-3480.								
E13 VALOR PRENTE NETO POR INV CAP AL 12. %			-5947.								
E14 VALOR PRENTE NETO POR INV CAP AL 15. %			-8505.								
TASA INTERNA DE RETORNO =											7.9 %
E15 VLR PRENTE NETO POR INV CAP EN MONT 10. %			16980.								
E16 VLR PRENTE NETO POR INV CAP EN MONT 12. %			14265.								
E17 VLR PRENTE NETO POR INV CAP EN MONT 15. %			11351.								
TASA INTERNA DE RETORNO =											155.4 %
F GOBIERNO + COLURANIO & IAN											
COLURANIO & IAN											
F1 SUPERAVIT		0.	90.	1053.	1808.	2396.	6227.	7644.	9101.	10600.	12141.
F2 REGALIAS		1530.	1530.	1530.	1530.	1530.	1606.	1683.	1759.	1836.	1912.
F3 IMPUESTO DE RENTA		0.	36.	421.	723.	958.	2491.	3057.	3640.	4240.	4856.
F4 INGRESOS NETOS		4765.	4754.	4392.	4093.	3844.	3736.	4586.	5461.	6360.	7285.
F5 AMORTIZACION DE PRESTAMO		4765.	4754.	4392.	4093.	3844.	3736.	4586.	5461.	6360.	7285.
F6 UTILD NETA SIN IMP CED		0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.
F7 INGRESOS POR IMP CEDIDOS		3000.	3000.	3000.	3000.	3000.	3150.	3300.	3450.	3600.	3750.
F8 IMPUESTOS CON IMP CEDIDOS		2730.	2730.	2730.	2730.	2730.	2866.	3003.	3139.	3276.	3412.
F9 UTILD NETA CON IMP CED		1800.	1800.	1800.	1800.	1800.	1890.	1980.	2070.	2160.	2250.
GOBIERNO											
F10 TOTAL IMPUESTOS SIN IMP CED		3000.	3071.	3826.	4418.	4879.	8034.	9295.	10588.	11913.	13272.
F11 TOTAL IMPUESTOS CON IMP CED		1200.	1271.	2026.	2618.	3079.	6144.	7315.	8518.	9753.	11022.
F12 V P N SIN IMP CED POR INV CAP AL 10. %			-3529.								
F13 V P N SIN IMP CED POR INV CAP AL 12. %			-6666.								
F14 V P N SIN IMP CED POR INV CAP AL 15. %			-9914.								
TASA INTERNA DE RETORNO =											8.3 %
F15 V P N CON IMP CED POR INV CAP AL 10. %			13456.								
F16 V P N CON IMP CED POR INV CAP AL 12. %			8108.								
F17 V P N CON IMP CED POR INV CAP AL 15. %			2320.								
TASA INTERNA DE RETORNO =											16.6 %

ITEM	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	VP AL 12. %
A OPERACION DEL DEPOSITO (TONELADAS)											
A1 VOL EXPLOTADO EN A#0	750.	750.	750.	750.	750.	750.	750.	750.	750.	750.	750.
A2 VOL REMANENTE FINAL A#0	6750.	6000.	5250.	4500.	3750.	3000.	2250.	1500.	750.	0.	
A3 VOL TOTAL EXPLOTADO	8250.	9000.	9750.	10500.	11250.	12000.	12750.	13500.	14250.	15000.	
B CAPITAL											
B1 EXPLORACION Y PREINV.											
B2											
B3 INVERSION TOTAL											
B4 INVERSION TOTAL											
B5 CAPITAL SOCIAL											
B6 REALUSTE DE CAPITAL	37121.	44545.	49846.	49747.	48835.	46892.	43654.	38800.	31943.	22615.	
B7 CAPITAL REATUSTADO	222724.	267269.	299077.	298482.	293011.	281355.	261926.	232802.	191658.	135688.	
B8 ABONOS A CAPITAL	0.	18038.	50342.	54306.	58548.	63083.	67924.	73087.	78565.	84432.	
B9 SALDO DE CAPITAL	222724.	249231.	248735.	244176.	234462.	218272.	194002.	159715.	113073.	51255.	
C PRESTAMOS											
C1 PRESTAMO TOTAL											
C2 INTERESES SALDO PREST.	1164.	442.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	
C3 AMORTIZACION DE PREST.	14439.	8848.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	
C4 SALDO DE PRESTAMO	8848.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	
C5 SERVICIO DE DEUDA	15603.	9291.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	
D FLUJO DE CAJA DEL PROYECTO											
D1 VENTAS DE URANIO	75000.	75000.	75000.	75000.	75000.	75000.	75000.	75000.	75000.	75000.	
D2 REGALIAS	3750.	3750.	3750.	3750.	3750.	3750.	3750.	3750.	3750.	3750.	
D3 COSTOS DE OPERACION	46021.	46481.	46946.	47416.	47890.	48369.	48852.	49341.	49834.	50333.	
D4 DEPRECIACION	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	
D5 SERVICIO DE DEUDA	15603.	9291.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	
D6 SUPERAVIT ANT RESERV	24064.	24326.	24304.	23834.	23360.	22881.	22398.	21909.	21416.	20917.	
D7 RESERVAS	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	
D8 SUDERAVIT DESP RESERV	24064.	24326.	24304.	23834.	23360.	22881.	22398.	21909.	21416.	20917.	
D9 IMPUESTO DE RENTA	9626.	9730.	9721.	9534.	9344.	9152.	8959.	8764.	8566.	8367.	
D10 INGRESOS NETOS DEL PROY	14439.	14596.	14582.	14301.	14016.	13729.	13439.	13145.	12849.	12550.	
D11 SUPVT PROY DESP AMO PREST	0.	5748.	14582.	14301.	14016.	13729.	13439.	13145.	12849.	12550.	
D12 EXCESO DE UTIL DEL PROY.	0.	0.	0.	0.	-0.	0.	-0.	-0.	-0.	-0.	

ITEM	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	VP AL 12 %
E COMPANIA ASOCIADA											
E1 REEMBOLSO INICIAL	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	13650.
E2 SUPERAVIT BRUTOS	11792.	11920.	11909.	11679.	11446.	11212.	10975.	10735.	10494.	10249.	41276.
E3 INTERESES POR PRESTAMO	571.	217.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	12455.
E4 AMORTIZACION PRESTAMO	7075.	4336.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	28861.
E5 INGRESOS NETOS	7075.	7152.	7145.	7007.	6868.	6727.	6585.	6441.	6296.	6150.	38173.
E6 INGRESOS GRAVABLES	11792.	11920.	11909.	11679.	11446.	11212.	10975.	10735.	10494.	10249.	41276.
E7 IMPUESTO DE RENTA	4717.	4768.	4764.	4672.	4579.	4485.	4390.	4294.	4197.	4100.	16510.
E8 IMPUESTO DE EXC UTIL	0.	0.	0.	0.	-0.	0.	-0.	-0.	-0.	-0.	-0.
E9 IMPUESTO DE REMESAS	0.	0.	1090.	1401.	1374.	1345.	1317.	1288.	1259.	1230.	1640.
E10 UTILIDAD NETA	0.	2816.	6055.	5606.	5494.	5382.	5268.	5153.	5037.	4920.	7671.
F GOBIERNO + COLURANIO & IAN											
COLURANIO & IAN											
F1 SUPERAVIT	12273.	12406.	12395.	12155.	11914.	11669.	11423.	11174.	10922.	10668.	42960.
F2 REGALIAS	1912.	1912.	1912.	1912.	1912.	1912.	1912.	1912.	1912.	1912.	12558.
F3 IMPUESTO DE RENTA	4909.	4963.	4958.	4862.	4765.	4668.	4569.	4469.	4369.	4267.	17184.
F4 INGRESOS NETOS	7364.	7444.	7437.	7293.	7148.	7002.	6854.	6704.	6553.	6401.	39731.
F5 AMORTIZACION DE PRESTAMO	7364.	4513.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	30039.
F6 UTILD NETA SIN IMP CED	0.	2931.	7437.	7293.	7148.	7002.	6854.	6704.	6553.	6401.	9692.
F7 INGRESOS POR IMP CEDIDOS	3750.	3750.	3750.	3750.	3750.	3750.	3750.	3750.	3750.	3750.	24624.
F8 IMPUESTOS CON IMP CEDIDOS	3412.	3412.	3412.	3412.	3412.	3412.	3412.	3412.	3412.	3412.	22408.
F9 UTILD NETA CON IMP CED	2250.	5181.	9687.	9543.	9398.	9252.	9104.	8954.	8803.	8651.	24466.
GOBIERNO											
F10 TOTAL IMPUESTOS SIN IMP CED	13376.	13480.	14562.	14685.	14468.	14248.	14026.	13802.	13575.	13347.	59959.
F11 TOTAL IMPUESTOS CON IMP CED	11126.	11230.	12312.	12435.	12218.	11998.	11776.	11552.	11325.	11097.	45184.

LISTADO DE DATOS
CASO BASICO

	2000.	3750.	7500.	10000.	15000.	25000.	40000.							
1)	DATOS CASO BASICO - MODELO DE EXPORTACION DE URANIO							VED						
2)	0.0015	0.0030	0.0040					CM						
3)	25.	40.	55.	70.	60.			CEC						
4)	0.05	0.05	0.05					VEC						
5)	2.	3.	4.	5.				CER						
6)	80.	0.	80.	0.	80.	0.	80.	0.						
7)	80.	0.	80.	0.	80.	0.	80.	-4.						
8)	80.	0.	80.	0.	80.	0.	80.	4.						
9)	100.	0.	100.	0.	100.	-4.	80.	-4.						
10)	80.	0.	80.	0.	80.	0.	80.	4.						
11)	100.	4.	120.	0.	120.	0.	120.	-8.						
12)	46.87	81.25	72.	210.0	48.12	87.5	165.0	243.75						
13)	0.10	0.12	0.15					TD						
14)	0.02	0.05	0.51	0.40	0.20	0.42	0.20	0.05						
15)	0.10	0.25			AJ	RG	PC	RN	RM	EX	ACP	TIP	DD	DP
16)	MINATOMECOL	5	1	3	1	1	2	1	1990	5	4.0			
17)	AMD1-2	AMRG	IVE	ICM	ICE	IEE	IAE	IPV	ITM	IO	NAD	RPC		

MANUAL PARA EL USO DEL PROGRAMA DE PROYECCIONES DE DEMANDA INDUSTRIAL,
RESIDENCIAL, DE COMERCIO Y SERVICIOS, OFICIAL Y DE ALUMBRADO PUBLICO.

Descripción del Programa:

El programa toma una serie de información económica , demográfica y de precios, contenida en un archivo, y otra información sobre parámetros de las funciones de demanda, contenida en otro archivo; con esta información calcula la demanda sectorial y regionalmente, efectúa las agregaciones del caso e imprime los resultados.

La información económica y demográfica se encuentra en forma de matriz, con las siguientes variables:

1. Producción industrial. Norte. Sector 1.
2. Producción industria. Norte. Sector 2, Sector 3, Sector 4.
5. Producción industrial. Noroeste.
9. Producción industrial. Suroeste.
12. Producción industrial. Centro.
16. Ingreso disponible por hogar. Norte.
17. Ingreso disponible por hogar. Noroeste.
18. Ingreso disponible por hogar. Suroeste.
19. Ingreso disponible por hogar. Centro.
20. Tamaño promedio del hogar. Norte.
21. Tamaño promedio del hogar. Noroeste.
22. Tamaño promedio del hogar. Suroeste.
23. Tamaño promedio del hogar. Centro.
24. Índice de precios de electrodomésticos. Norte.
25. Índice de precios de electrodomésticos. Noroeste.
26. Índice de precios de electrodomésticos. Suroeste.
27. Índice de precios de electrodomésticos. Centro.
28. Número de hogares. Norte.
29. Número de hogares. Noroeste.
30. Número de hogares. Suroeste.

31. Número de hogares. Centro.
32. Producto de Comunicaciones y Financiero. Norte.
33. Producto de Comunicaciones y Financiero. Noroeste.
34. Producto de Comunicaciones y Financiero. Suroeste.
35. Producto de Comunicaciones y Financiero. Centro.
36. Producto de otro Comercio y Servicios. Norte.
37. Producto de otro Comercio y Servicios. Noroeste.
38. Producto de otro Comercio y Servicios. Suroeste.
39. Producto de otro Comercio y Servicios. Centro.
40. Producto Bruto Interno. Norte.
41. Producto Bruto Interno. Noroeste.
42. Producto Bruto Interno. Suroeste.
43. Producto Bruto Interno. Centro.
44. Población. Norte.
45. Población. Noroeste.
46. Población. Suroeste.
47. Población. Centro.

Cada una de estas variables tiene valores entre 1980 y 2000. Existirá uno de estos archivos para cada escenario, pero debido al sistema operacional del PRIME es necesario juntar un archivo de estos con los que a continuación se describen en un único archivo de datos.

La información sobre precios de productos energéticos también se encuentra en archivos, uno para cada escenario. Los vectores de la matriz respectiva son:

1. Tarifas de Energía Eléctrica. Norte.
2. Tarifas de Energía Eléctrica. Noroeste.
3. Tarifas de Energía Eléctrica. Suroeste.
4. Tarifas de Energía Eléctrica. Centro.
5. Precio de Gasolina.
6. Precio de A.C.P.M.
7. Precio de Kerosene.
8. Precio de Fuel Oil.

9. Precio de Cocinol.
10. Precio G.L.P.
11. Precio Gas Natural. Norte.
12. Precio Gas Natural. Noroeste.
13. Precio Gas Natural. Centro.
14. Precio Carbón. Industrial. Norte.
15. Precio Carbón. Industrial. Noroeste.
16. Precio Carbón. Industrial. Suroeste.
17. Precio Carbón. Industrial. Centro..
18. Precio Carbón. Residencial. Norte.
19. Precio Carbón. Residencial. Noroeste.
20. Precio Carbón Residencial. Suroeste.
21. Precio Carbón. Residencial. Centro.

La información sobre los parámetros se encuentra en otro archivo que contiene lo siguiente:

ECUACIONES	SECTOR	PRODUCTO ENERGETICO	COEFICIENTES					
			1	2	3	4	5	6
1	Industrial Sect.1, Norte	Energía Eléctrica	C	T	PS	PI		
2		Derivados del Petróleo	C	T	PS	PI		
3-32*		Gas Natural						

* Lo mismo para las cuatro regiones y los cuatro sectores.

33	Industrial	A.C.P.M.	C	G	PC	PA		
34	Industrial	Fuel Oil	C	PC	PF	T		
35	Industrial	Kerosene	C	G	PC	PK	T	
36	Industrial	Gas Natural	C	G	PC	PG		
37	Industrial	Carbón	C	PI1	PC	PF		
38	Residencial. Norte	Energía Eléctrica	C	PE	YH	TH		
39	Residencial. Norte	Suscriptores	C	T				

ECUACIONES	SECTOR	PRODUCTO ENERGETICO	COEFICIENTES					
			1	2	3	4	5	6
40	Residencial. Norte	Cons/Suscriptor	C	T	YH	PS	TH	AED-1
41-49	Residencial	-Lo mismo para las otras tres regiones-						
50	Residencial. Norte	Kerosene	C	Y	TH	PK	PS	Co-1
51-54	Residencial	Kerosene -Lo mismo para las otras tres-						
55	Residencial	G.L.P.	C	Y	TH	PGL	PS	Co-1
56	Residencial-Centro	Cocino1	C	Y	TH	PCO	PS	Co-1
57	Residencial	Carbón	C	Y	TH	PC	PS	Co-1
58	Comercial	Energía Eléctrica	C	T	CF	SPGC	Co-1	
59	Oficial.Norte	Energía Eléctrica	C			SPGC		
60-63	Oficial	-Lo mismo para las otras tres regionales.-						
64	Alumbrado	Energía Eléctrica/ Habitante	C			PIB		
65-67	Alumbrado	-Lo mismo para las otras tres regionales.-						

Donde:

- C : Constante
- T : Tarifas Energía Eléctrica
- PS : Índice de precio de otros energéticos
- PI : Producción Industrial
- G : Gasto en Derivados del Petróleo
- PC : Precio Carbón
- PA : Precio A.C.P.M.
- PF : Precio Fuel Oil
- T : Tiempo
- PK : Precio Kerosene
- PG : Precio Gas Natural
- PII : Producción Industrial, Sector 1
- YH : Ingreso Disponible por hogar
- TH : Tamaño del hogar
- AED-1: Acervo de electrodomésticos rezagado

PA : Precio electrodomésticos
Y : Ingreso disponible total
Co-1 : Consumo rezagado del producto correspondiente
PGL : Precio GLP
PCO : Precio Cocino1
CF : Producto de Comunicaciones y Financiera
SPGC : Producto de demás Comercio y Servicios.
PIB : Producto Interno Bruto

El programa principal se limita a llamar las diferentes subrutinas que son :

1. Lee
2. Industria
3. Residencial
4. Otros
5. Agrega
6. Imprime

A continuación se da una breve descripción de las subrutinas:

1. Lee:

Esta subrutina lee la información del archivo del programa, compuesto por la mezcla de un archivo de variables económicas y demográficas, un archivo de precios y un archivo de parámetros.

2. Industria:

El programa realiza secuencialmente lo siguiente:

- 1) Cálculo de índice de precio de derivados.
- 2) Demanda regional y subsectorial por Energía Eléctrica (MWM)
- 3) Demanda regional y subsectorial por Derivados (Gasto en $\$ \times 10^6$)
- 4) Demanda regional y subsectorial por Carbón (Miles de Toneladas)
- 5) Demanda regional y subsectorial por ACPM (Kilobarriles)
- 6) Demanda regional y subsectorial por Fuel Oil (Kilobarriles)
- 7) Demanda regional y subsectorial por Kerosene (Kilobarriles)
- 8) Demanda regional y subsectorial por Gas Natural (pies cúbicos $\times 10^6$)
- 9) Demanda regional por energía eléctrica (MWH y Teracalorías).
- 10) Demanda regional por Carbón (Miles de Toneladas y Teracalorías)
- 11) Demanda regional por ACPM (Kilobarriles y Teracalorías)
- 12) Demanda regional por Fuel Oil (Kilobarriles y Teracalorías)
- 13) Demanda regional por Kerosene (Kilobarriles y Teracalorías)
- 14) Demanda regional por Gas Natural (Kilobarriles y Teracalorías)

La subrutina pasa al programa principal lo calculado en 9-14.

3. Residencial:

El programa calcula las proyecciones de demanda residencial realizando lo siguiente:

- 1) Cálculo de los hogares con servicio de energía eléctrica por región (Hogares).
- 2) Cálculo del acervo de electrodomésticos por región (MW)
- 3) Demanda regional por energía eléctrica (MWH y Teracalorías)
- 4) Demanda regional por Kerosene (Kilobarriles y Teracalorías)
- 5) Demanda regional por GLP (Kilobarriles y Teracalorías)
- 6) Demanda regional por cocinot (Kilobarriles y Teracalorías)
- 7) Demanda regional por Carbón (Kilobarriles y Teracalorías)

La subrutina pasa al programa principal lo calculado en 3-9. En esta subrutina, como en las demás, la conversión a teracalorías se efectúa usando los coeficientes técnicos apropiados.

4. Otros:

Esta subrutina calcula las demandas por Energía Eléctrica en otros sectores así:

- 1) Demanda regional Comercial (MWH y Teracalorías)
- 2) Demanda regional oficial (MWH y Teracalorías)
- 3) Demanda regional para Alumbrado Público (MWH y Teracalorías)
- 4) Demanda regional para otros usos (MWH y Teracalorías), se obtiene con un 3% de la suma de las demandas Industrial, Residencial, Comercial, Oficial y de Alumbrado Público.

5. Agrega:

Esta subrutina forma los totales nacionales de demanda por Energéticos en unidades físicas y en teracalorías, por uso y demanda total. También calcula los diversos porcentajes de demanda por cada producto y por Energía.

6. Imprime:

Pasa a pantalla o imprime los resultados de las proyecciones.

MANUAL PARA EL USO DEL PROGRAMA DEL
SECTOR TRANSPORTE

DESCRIPCION DEL PROGRAMA.

El programa principal se limita a hacer el llamado a las diferentes subrutinas. La lista de subrutinas es la siguiente:

1. INICIA (DEFINA)
2. ADPARQ
3. EFICIEN
4. FLOTAS
5. BUSES
6. BUSETAS
7. PROPDIES
8. REGION
9. CAMIONUR
10. INTERURB
11. IMP (PREIMP)

A continuación se da una breve descripción de cada una de las subrutinas:

1. INICIA (DEFINA)

Con estas dos subrutinas, se define que opción (alta, media, baja) de las distintas variables que alimentan el modelo se va a usar para una determinada corrida. En la subrutina INI CIA, se pide al usuario por pantalla y para cada variable, cual de las opciones va a utilizar.

Sucesivamente, para cada una de las variables aparece en la pantalla:

```

" QUIERE:
      (NOMBRE DE LA VARIABLE)
(1) ALTO
(2) MEDIO
(3) BAJO
      OPCION (1-3) "

```

Los nombres de las variables son los siguientes:

<u>NOMBRE</u>	<u>DESCRIPCION</u>
INGRESO	: Ingreso nacional disponible per cápita
PRECIO GASOLINA	: Precio del galón de gasolina motor
PRECIO V. MLES	: Índice (1980=100) de precios de los vehículos ensamblados en el país
PRECIO V. IMP	: Índice (1980=100) de precios de los vehículos importados
PRECIO JEEPS	: Índice (1980=100) de precios de los Jeeps
PRECIO CTAS	: Índice (1980=100) de precios de las ca mionetas.

- POBLACION : Población total del país
- TRANSPORTE MASIVO: Porcentaje de los pasajeros de servicio urbano transportados por sistemas de transporte masivo
- DIESELIZACION
- FLOTAS : Proporción de las adiciones de vehículos de tipo diesel cada año en el parque de flotas
- DIESELIZACION BUS: Proporción de las adiciones de vehículos de tipo diesel cada año en el parque de buses
- DIESELIZACION BTA: Proporción de las adiciones de vehículos de tipo diesel cada año en el parque de busetas
- DIESELIZACION CARGA: Proporción de las adiciones de vehículos de tipo diesel cada año en el parque de carga
- TOM-KM CARRETERA : No. de toneladas kilómetro por carretera.

Por último se pregunta con que valor de elasticidad del recorrido al precio de la gasolina se desea hacer la corrida.

2. ADPARQ (IE,RA,RB,IS)

En esta subrutina se calculan, para cada categoría las adiciones y el parque de vehículos livianos. Los parámetros de entrada don los siguientes:

- IE. No. de la categoría (1 para nacionales, 2 importados, 3 jeeps, 4 camionetas y pick ups)
- IS. Es el número de la categoría de sustitutos
- RA y RB. Son los parámetros de las funciones de mortalidad. Se pueden hacer ejercicios de sensibilidad cambiando (en el Data)

el valor de los coeficientes. Las cuatro filas de la matriz COEF (4,8) corresponden a las ecuaciones de vehículos nacionales, IMPS, JPS y CTAS respectivamente. LL=1 si la ecuación es logarítmica - Cte es el término constante de la ecuación - CYC es el coeficiente del ingreso - CP el del precio 'propio' - CS es el del precio del sustituto - SA el del parque rezagado y SI el parque de vehículos en 1975 (EP es la edad promedio del parque en ese período para cada una de las categorías. Se usa en las funciones de mortalidad.

3. EFICIEN (IE,CC,CP,CK,CG,CA,CY,RP,CX)

Esta subrutina calcula para cada categoría de vehículos livianos la cilindrada promedio de las adiciones y del parque -los parámetros de entrada a la subrutina corresponden a los coeficientes de la ecuación- RP es el recorrido promedio en el período inicial que cambiará si EKMG (Elasticidad del recorrido al precio de la gasolina) es diferente de 0.

4. FLOTAS

Esta subrutina calcula el parque de flotas en cada período como función de POB y YC - el llamado a PROPDIES determina el % de ese parque que es diesel.

5. BUSES

En buses se calcula el parque de buses de servicio urbano, por medio del número de pasajeros en cada región (subrutina PASREG),

X (I) es el % de pasajeros que, en la Región I, toman bus en lugar de buseta.

6. BUSETAS

La subrutina busetas funciona de manera semejante a buses.

7. PROPDIES (S,S1,S2,S3,E1,E2,E3, RG, RD, KM, PD)

En esta subrutina se calcula, para cada período, el parque de vehículos DIESEL en cada una de las categorías de comerciales. Los parámetros de entrada son los siguientes.

- S : Parque de vehículos en cada período
- S1 : Parque total en T-1 (cambia dentro de la subrutina)
- S2 : Parque de gasolina en T-1 (" ")
- S3 : Parque DIESEL en T-1
- E1-E2-E3 : Edad promedio del parque (total-gasolina-DIESEL)
- RG : Rendimiento (KM por galón) vehículos gasolina
- RD : ". " DIESEL
- KM : recorrido promedio

En esta subrutina se calculan los consumos de gasolina y ACPM para cada categoría.

8. REGION

Regionaliza el consumo de combustible en cada categoría de vehículos de acuerdo a la distribución regional del parque (P1, P2, P3).

9. CAMIONUR

Calcula el parque y el consumo de gasolina de los vehículos de carga de servicio urbano.

10. INTERURB

Calcula el parque de vehículos de carga interurbana a partir de la serie de TON-KM por carretera (resultado del Modelo de Duarte) Se utiliza un factor de carga de 0.4.

Calcula PT (Proporción de la carga que se transporta en tractomula) TRACT (parque de tractomulas-todas DIESEL) El consumo de gasolina y ACPM (con propdies) de los vehículos de esta categoría.

11. IMP (TI,VAR,TIT,JC)

Imprime (Graba) resultados.

OPERACION DEL PROGRAMA

Como se menciona en la descripción de una de las subrutinas, la operación del programa es muy sencilla dada las características interactivas del programa. Lo único que debe hacer el usuario para efectuar las corridas es suministrar la información (escoger una opción) que el programa 'pide' por pantalla.

Se pueden efectuar corridas con datos diferentes a los suministrados con el programa, haciendo los cambios pertinentes en el archivo 'DATOS' mediante el uso del editor del PRIME.

El formato de este archivo 'DATOS' es tal que aparecen en pantalla los títulos de las variables, las opciones (alto, medio, bajo) y el período de observación, con lo cual se hace muy fácil la labor de edición de estas series.

MODELO DE PROYECCION DE BALANCES, MANUAL DEL USUARIO

El modelo de proyección de balances energéticos del ENE utiliza la información producida por los diferentes modelos, y la organiza y presenta en cuadros correspondientes a las distintas funciones del Balance. El programa elaborado en lenguaje FORTRAN con tal fin, y montado en el computador PRIME utilizado por el ENE, se ha llamado BALANCE. Los datos requeridos para la corrida de BALANCE se organizan en dos archivos: El primero, corresponde a los datos propios del caso a ser analizado y en las corridas efectuadas hasta el momento se le ha dado el nombre DATOS.BAL.CASO (donde caso corresponde a la corrida en cuestión, por ejemplo, REFERENCIA, ALTO, BAJO, etc.). El segundo archivo, que es general, contiene la información sobre los nombres de los elementos de los vectores energía primaria, energía secundaria, transformación, etc., como se presentan en el Cuadro No. 1; los datos sobre factores de conversión presentados en el Cuadro No. 2, etc. Este archivo se ha llamado LETREROS y, claramente, es el mismo para las distintas corridas a realizar. A continuación se presenta la información que debe contener cada archivo y se resumen los resultados producidos por el programa.

CUADRO No. 1.

NOMENCLATURA BALANCES ENERGETICOS

SIMBOLO ALGEBRAICO	CODIGO	NOMENCLATURA
X	EP	Energía Primaria
X ₁	HE	Hidroenergía
X ₂	GN	Gas Natural
X ₃	PT	Petróleo
X ₄	CM	Carbón Mineral
X ₅	LE	Leña
X ₆	RV	Residuos vegetales
Y	ES	Energía secundaria
Y ₁	EE	Electricidad
Y ₂	GR	Gas de Refinería
Y ₃	GL	Gas Licuado
Y ₄	GD	Gas Distribuido por Redes
Y ₅	GM	Gasolina Motor
Y ₆	KJ	Kerosene y Jet Fuel
Y ₇	DO	Dieseol oil
Y ₈	FO	Fuel Oil
Y ₉	NE	No Energéticos
Y ₁₀	CQ	Coque de carbón o residual de Petróleo

Continúa

SIMBOLO ALGEBRAICO	CODIGO	NOMENCLATURA
Y_{11}	CL	Carbón de Lema
Y_{12}	GI	Gas de Coquería y Alto Horno
T	TNI	Transformación
T_1	CEL	Centrales Eléctricas de Servicio Público
T_2	AUT	Autoprodutores de Electricidad
T_3	CTG	Centros de tratamiento de gas
T_4	REF	Refinerías
T_5	CAH	Coquerías y alto Horno
T_6	CAR	Carboneras
C	CON	Consumo Final
C_1	RYC	Residencial y comercial
C_2	TRS	Transporte
C_3	IND	Industrias
C_4	AGP	Agricultura, Pesca
C_5	NEN	No Energéticos y No Identificados
CP	CNP	Consumo Propio

CONTINUACION CUADRO 1

SIMBOLO ALGEBRAICO	CODIGO	NOMENCLATURA
B	BL	Balances
B ₁	PR	Producción
B ₂	IM	Importación
B ₃	VI	Variación de inventarios
B ₄	EX	Exportación
B ₅	PE	Pérdidas
B ₆	NA	No aprovechada
B ₇	DT	Destino
B ₈	AJ	Ajustes

CONTINUACION CUADRO 1

CUADRO No. 2

FACTORES DE CONVERSION

FORMA DE ENERGIA	UNIDAD EMPLEADA	FACTOR DE CONVERSION
HE	GWH	0.86 Tcal/ GWH
GH	10 ⁶ pies cúbicos	0.234 Tcal/10 ⁶ PC
PT	10 ³ barriles	1.38 Tcal/MBL
CM	10 ³ toneladas	6.5 Tcal/MT
LE	10 ³ toneladas	3.6 Tcal/MT
RV	10 ³ toneladas	(seco)2.32 Tcal/MT (húmedo)1.82 Tcal/MT
EE	GWH	0.86 Tcal/GWH
GL	10 ³ barriles	0.95 Tcal/MBL
GD	10 ⁶ pies cúbicos	0.234 Tcal/10 ⁶ PC
KJ	10 ³ barriles	1.33 Tcal/MBL
DO	10 ³ barriles	1.38 Tcal/MBL
FO	10 ³ barriles	1.48 Tcal/MBL
GR	10 ³ barriles	1.88 Tcal/MBL
GM	10 ³ barriles	1.22 Tcal/MBL
NE	10 ³ barriles	1.38 Tcal/MBL
CC	10 ³ toneladas	4.8 Tcal/MBL
CL	10 ³ toneladas	6.5 Tcal/MBL
GI	10 ⁶ pies cúbicos	0.078 Tcal/10 ⁶ PC

2.

1. DATOS DE ENTRADA PARA EL PROGRAMA BALANCE

1.1 ARCHIVO DATOS. BAL.CASO

Datos Generales.

Tarjeta No. 1 (Formato 20A4)

Caso (I), I = 1,5

Este es el nombre que identifica el caso que se va a analizar y puede tener hasta 20 caracteres (de la columna 1 a la 20). El nombre se lee como un vector puesto que una palabra de computador almacena únicamente cuatro caracteres.

Tarjeta No. 2. (Formato 16I5)

T, NDEM, NX, NY, NC, NT, NB, IPRU

T: Número de años para los cuales se construirán los balances.

NDEM: Número de productos energéticos para los cuales se leerán datos de demandas finales. Este será igual al número de energéticos secundarios más el número de energéticos primarios que tengan utilización final sin requerir transformación.

NX : ~~Número~~ de productos energéticos primarios.

NY : Número de productos energéticos secundarios.

NC : Número de sectores de consumo.

3.

NT : Número de centros de transformación.

NB : Número de elementos del vector balance.

IPRU: Variable de control que tiene el siguiente significado. Si $IPRU = 1$ los balances se realizan únicamente en las unidades originales. Si $IPRU \neq 1$, los balances se construyen tanto en las unidades propias de cada energético como en unidades calóricas.

Tarjeta No. 3 (Formato 16I5)

JANO(I), I = 1, T.

Los balances se construyen para un número total de T años, como se explicó anteriormente. JANO(I) es el año (por ejemplo, 1985, 1990, etc.) correspondiente al I-ésimo año de los balances.

Demandas

Para cada uno de los NDEM productos energéticos se prepara el siguiente conjunto de tarjetas. Los NDEM grupos pueden ir en cualquier orden.

Tarjeta No. 1 (Formato 3I5).

I_1, I_2, I_3

I_1 : Será 1 si el producto en cuestión es un producto primario y 2 si se trata de un producto secundario.

4.

I_2 : Número del energético primario ó secundario considerado, de acuerdo con la clasificación del cuadro No. 1.

I_3 : Número de sectores de consumo para los cuales se leerán demandas de este producto.

Por ejemplo, las demandas por fuel-oil estarían precedidas por los números (2,8,2) puesto que se trata del octavo (8) producto secundario (2) para el cual se leerán demandas en los sectores industrial y transporte (2 sectores).

A continuación se leerán los siguientes I_3 grupos de tarjetas.

Tarjeta No. 1 (Formato I5)

IC

donde IC es el sector de consumo para el cual se leerán a continuación las demandas (1= residencial, comercial y público, 2= transporte, etc., ver cuadro No. 1.)

siguiente (s) tarjeta (s) (Formato 8F10.1)

Demandas por el energético en cuestión, en el sector IC, para cada uno de los T años para los cuales se desea el balance.

5.

Balance y consumo propio de Energía Primaria.

Para cada producto energético primario se leerán los siguientes datos:

Tarjeta No. 1 (Formato I5)

I_2

Donde I_2 es el número que identifica el producto primario de acuerdo con la clasificación del cuadro No. 1.

A continuación, con formato 8F10.1 se leerán 7 tarjetas con los siguientes datos 1/ para cada uno de los energéticos primarios:

- Producción
- Importación
- Variación de inventarios
- Exportación
- Pérdidas
- Energía no aprovechada
- Consumo propio

Insumos a los Centros de Transformación

Para cada uno de los NT centros de transformación se dará

1/ Bajo el supuesto de que el número T de años no es mayor que 8, los datos de cada rubro caben en una tarjeta.

6.

la siguiente información.

Tarjeta No. 1 (Formato 2I5)

J_1, J_2

donde:

J_1 : Es el número que identifica el centro de transformación (1 corresponde a centrales eléctricas de servicios públicos, etc., de acuerdo con el Cuadro No. 1).

J_2 : Es el número de energéticos (tanto primarios como secundarios) utilizados como insumos.

A continuación vendrán los siguientes J2 grupos de tarjetas.

Tarjeta No. 1 (Formato 2I5)

I_1, I_2

donde:

$I_1 = 1$ si se trata de producto primario

$= 2$ si es un producto secundario.

I_2 : Es el número del energético considerado (primario ó secundario según el caso) de acuerdo con el Cuadro No. 1.

Tarjeta No. 2 (Formato 8F10.1)

Cantidad del insumo (I_1, I_2) utilizada en el centro de transformación J_1 durante cada uno de los T años para los

7.

cuales se desea el balance.

Nótese que los datos de los distintos centros de transformación pueden introducirse en cualquier orden lo mismo que, dentro de un centro de transformación, lo referente a los distintos insumos.

Producción de los centros de Transformación.

Para cada uno de los centros de transformación deberá prepararse la siguiente información.

Tarjeta No. 1 (Formato 2I5)

J_1, J_2 , donde:

J_1 = Número del centro de transformación.

J_2 = Número de productos secundarios del centro de transformación J_1 .

A continuación vendrán los siguientes J_2 grupos de tarjetas.

Tarjeta No. 1 (Formato I5)

I_2 = Número de identificación del producto secundario.

Tarjeta No. 2 (Formato 8F10.1)

Cantidades del producto secundario I_2 producidas en el centro

8.

de transformación J1 durante los T años de balances.

Balance de Productos Secundarios

Para cada producto energético secundario se requieren los siguientes datos:

Tarjeta No. 1 (Formato I5)

I₂ = Identificación del producto secundario.

A continuación con formato 8F10.1 se leerán 6 tarjetas con los siguientes datos para cada energético secundario;

- Importación
- Variación de inventarios
- Exportación
- Pérdidas
- Energía no aprovechada
- Consumo propio

1.2 Archivo LETREROS

Este archivo, como se indicó anteriormente contiene información a ser empleada en la construcción de los cuadros que resumen los balances de energía. En principio, debe actualizarse únicamente si se redefine la clasificación de los energéticos, centros de transformación, etc., dados en el Cuadro No. 1.

9.

Este archivo está compuesto por los siguientes datos:

Tarjeta (s) No. 1 (Formato 20A4)

Nombres abreviados (hasta 4 letras) de los energéticos primarios. Deben introducirse en el orden previamente definido, por ejemplo, el especificado en el Cuadro No. 1.

Tarjeta (s) No. 2 (Formato 20A4)

Nombres abreviados (hasta 4 letras) de los energéticos secundarios.

Tarjeta (s) No. 3 (Formato 20A4)

Nombres abreviados (hasta 4 letras) de los centros de transformación.

Tarjeta(s) No. 4 (Formato 20A4)

Nombres abreviados (hasta 4 letras) de los sectores de consumo.

Tarjeta (s) No. 5 (Formato 20A4)

Nombres abreviados (hasta 4 letras) de los elementos del vector Balance.

10.

Tarjeta No. 6 (Formato A4)

Abreviación (hasta 4 letras) del nombre de las unidades calóricas en que se han de efectuar los balances. Por ejemplo T CAL (teracalorias), MTEP (miles de toneladas equivalentes de petróleo), etc.

Tarjeta (s) No. 7 (Formato 20A4).

Nombre (hasta 12 letras) de los sectores de consumo.

Tarjeta (s) No. 8 (Formato 20A4)

Nombre (hasta 12 letras) de los productos primarios.

Tarjeta(s) No. 9 (Formato 20A4)

Nombre (hasta 12 letras) de los productos secundarios.

Tarjeta (s) No. 10 (Formato 20A4)

Nombre (hasta 8 letras) de las unidades originales de los productos primarios (miles de toneladas, millones de barriles, etc.).

11.

Tarjeta(s) No. 11 (Formato 20A4)

Nombre (hasta 8 letras) de las unidades originales de los productos secundarios.

Tarjeta(s) No. 12 (Formato 10F8.3)

Factores para convertir las cantidades de los energéticos primarios, expresadas en unidades originales, a la unidad calórica utilizada.

Tarjeta (s) No. 13 (Formato 10F8.3)

Lo mismo que el caso anterior, pero ahora para los energéticos secundarios.

Tarjeta(s) No. 14 a 14+NX-1 (Formato 10F8.3)

Factores de eficiencia de consumo de cada producto primario, en los NC sectores de consumo.

Tarjeta (s) No. 14+NX a 14+NX+NY-1 (Formato 10F8.3)

Factores de eficiencia de consumo de cada producto secundario, en los NC sectores de consumo.

Acerca de los dos últimos grupos de datos (factores de eficiencia) debe observarse que ellos se utilizan para

12.

construir algunos cuadros del balance en términos de energía útil, los que, debido a la relativa ignorancia acerca de los factores de eficiencia no deberían presentarse en la fase actual de planeamiento, de acuerdo con recomendaciones del DNP. Sin embargo la construcción de tales cuadros se ha preservado en el programa ya que en el futuro se espera contar con estimativos más apropiados de las eficiencias de consumo para el país.

13.

2. RESULTADOS PRODUCIDOS POR EL PROGRAMA BALANCE.

El programa produce los balances energéticos para cada uno de los T años requeridos, construyendo los siguientes cuadros:

- Destino de energía primaria
- Balance de energía primaria
- Producción de energía secundaria
- Destino de energía secundaria
- Balance de energía secundaria

Los cuadros anteriores, en primera instancia, se construyen en las unidades propias de cada uno de los productos energéticos. Si IPRU es igual a 1 el programa termina en ese momento. Esta opción (IPRU=1) ha sido utilizada para probar inicialmente un conjunto de datos y detectar sus posibles inconsistencias. Si $IPRU \neq 1$ a continuación se construyen los mismos cuadros en unidades calóricas (tercalorías, o miles de TEP, por ejemplo, según se definan los factores de conversión). Adicionalmente, se construirán cuadros que resumen el consumo final de energía útil, por sectores, expresados en unidades calóricas y finalmente como porcentaje del total.

14.

Finalmente, una vez construídos los cuadros anteriores para los T años del balance, se presentará para cada uno de los sectores de consumo un cuadro resumen con las tasas de crecimiento del consumo de cada producto energético. Tales tasas de crecimiento se calculan tanto para el consumo expresado en las unidades originales como en unidades calóricas útiles.

A continuación se presentan ejemplos de tales cuadros para una corrida del programa.

PRODUCTO PRIMARIO	CENTROS DE TRANSFORMACION						CONSUMO						CONSUMO PROPIO	TOTAL DESTINO
	CEL	AUT	CTQ	REF	CAH	CAR	RYC	TRS	IND	AGP	NEN	CNP	DT	
HE *	6923.	0.	0.	0.	0.	0.*	0.	0.	0.	0.	0.*	0.*	6923.	MTEP
GN *	0.	0.	4240.	0.	0.	0.*	0.	0.	0.	0.	0.*	0.*	4240.	MTEP
PT *	0.	0.	0.	20475.	0.	0.*	0.	0.	0.	0.	0.*	0.*	20475.	MTEP
CM *	1837.	0.	0.	0.	1661.	0.*	159.	0.	5078.	0.	0.*	0.*	8735.	MTEP
LE *	0.	0.	0.	0.	0.	0.*	3637.	0.	0.	0.	0.*	0.*	3637.	MTEP
RV *	0.	0.	0.	0.	0.	0.*	0.	0.	252.	0.	55.*	0.*	306.	MTEP
TOTAL *	8760	0.	4240.	20475.	1661.	0.*	3796.	0.	5330.	0.	55.*	0.*	44318.	MTEP

CASO: REFERENCIA. REVISADO

PRODUCTO PRIMARIO	BALANCE									AJ	MTEP
	PR	IM	VI	EX	PE	NA	DT				
ME	7171.	0.	0.	0.	0.	248.	6923.	-0.		MTEP	
GN	4240.	0.	0.	0.	0.	0.	4240.	0.		MTEP	
PT	18504.	1971.	0.	0.	0.	0.	20475.	0.		MTEP	
CM	20789.	0.	0.	12031.	0.	0.	8735.	22.		MTEP	
LE	3637.	0.	0.	0.	0.	0.	3637.	0.		MTEP	
RV	485.	0.	0.	0.	0.	179.	306.	0.		MTEP	
TOTAL	54827.	1971.	0.	12031.	0.	426.	44318.	22.		MTEP	

CASO: REFERENCIA. REVISADO

ESTADO DE CUENTAS DE RESULTADOS

PRODUCTO	CEL	AUT	CTG	REF	CAH	CAR	TOTAL
EE	7786	138	0	0	0	0	7924
GR	0	0	0	0	0	0	0
GL	0	0	161	351	0	0	513
GD	0	0	4079	0	0	0	4079
GM	0	0	0	7815	0	0	7815
KJ	0	0	0	994	0	0	994
DO	0	0	0	4562	0	0	4562
FO	0	0	0	2708	0	0	2708
NE	0	0	0	175	0	0	175
CO	0	0	0	739	248	0	987
CL	0	0	0	0	0	0	0
GI	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL	7786	138	4240	17345	248	0	29757

CUADRO: PRODUCCION ENERGIA SECUNDARIA

ANO: 2000

PRODUCTO SECUNDARIO	CENTROS DE TRANSFORMACION						TOTAL PRODUCCION
	CEL	AUT	CTG	REF	CAH	CAR	
EE *	7786	138	0	0	0	0 *	7924 MTEP
GR *	0	0	0	0	0	0 *	0 MTEP
GL *	0	0	161	351	0	0 *	513 MTEP
GD *	0	0	4079	0	0	0 *	4079 MTEP
GM *	0	0	0	7815	0	0 *	7815 MTEP
KJ *	0	0	0	994	0	0 *	994 MTEP
DO *	0	0	0	4562	0	0 *	4562 MTEP
FO *	0	0	0	2708	0	0 *	2708 MTEP
NE *	0	0	0	175	0	0 *	175 MTEP
CO *	0	0	0	739	248	0 *	987 MTEP
CL *	0	0	0	0	0	0 *	0 MTEP
GI *	0	0	0	0	0	0 *	0 MTEP
TOTAL *	7786	138	4240	17345	248	0 *	29757 MTEP

CASO: REFERENCIA REVISADO

CYTO REENERGIA S.A. (mirrored text)

1	1288	139	4380	11342	548	0 *	58143	MTEP
2	0	0	0	0	0	0 *	0	MTEP
3	0	0	0	0	0	0 *	0	MTEP
4	0	0	0	0	0	0 *	0	MTEP
5	0	0	0	0	0	0 *	0	MTEP
6	0	0	0	0	0	0 *	0	MTEP
7	0	0	0	0	0	0 *	0	MTEP
8	0	0	0	0	0	0 *	0	MTEP
9	0	0	0	0	0	0 *	0	MTEP
10	0	0	0	0	0	0 *	0	MTEP
11	0	0	0	0	0	0 *	0	MTEP
12	0	0	0	0	0	0 *	0	MTEP
13	0	0	0	0	0	0 *	0	MTEP
14	0	0	0	0	0	0 *	0	MTEP
15	0	0	0	0	0	0 *	0	MTEP
16	0	0	0	0	0	0 *	0	MTEP
17	0	0	0	0	0	0 *	0	MTEP
18	0	0	0	0	0	0 *	0	MTEP
19	0	0	0	0	0	0 *	0	MTEP
20	0	0	0	0	0	0 *	0	MTEP
21	0	0	0	0	0	0 *	0	MTEP
22	0	0	0	0	0	0 *	0	MTEP
23	0	0	0	0	0	0 *	0	MTEP
24	0	0	0	0	0	0 *	0	MTEP
25	0	0	0	0	0	0 *	0	MTEP
26	0	0	0	0	0	0 *	0	MTEP
27	0	0	0	0	0	0 *	0	MTEP
28	0	0	0	0	0	0 *	0	MTEP
29	0	0	0	0	0	0 *	0	MTEP
30	0	0	0	0	0	0 *	0	MTEP
31	0	0	0	0	0	0 *	0	MTEP
32	0	0	0	0	0	0 *	0	MTEP
33	0	0	0	0	0	0 *	0	MTEP
34	0	0	0	0	0	0 *	0	MTEP
35	0	0	0	0	0	0 *	0	MTEP
36	0	0	0	0	0	0 *	0	MTEP
37	0	0	0	0	0	0 *	0	MTEP
38	0	0	0	0	0	0 *	0	MTEP
39	0	0	0	0	0	0 *	0	MTEP
40	0	0	0	0	0	0 *	0	MTEP
41	0	0	0	0	0	0 *	0	MTEP
42	0	0	0	0	0	0 *	0	MTEP
43	0	0	0	0	0	0 *	0	MTEP
44	0	0	0	0	0	0 *	0	MTEP
45	0	0	0	0	0	0 *	0	MTEP
46	0	0	0	0	0	0 *	0	MTEP
47	0	0	0	0	0	0 *	0	MTEP
48	0	0	0	0	0	0 *	0	MTEP
49	0	0	0	0	0	0 *	0	MTEP
50	0	0	0	0	0	0 *	0	MTEP

ENTIDAD DE INGRESOS Y GASTOS (mirrored text)

CUADRO: BALANCE ENERGIA SECUNDARIA

AÑO: 2000

PRODUCTO SECUNDARIO	BALANCE								MTEP
	PR	IM	VI	EX	PE	NA	DT	AJ	
EE	7924.	0.	0.	0.	1516.	0.	6463.	-55.	MTEP
OR	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	MTEP
OL	513.	0.	0.	0.	0.	0.	514.	-1.	MTEP
OD	4079.	0.	0.	0.	0.	0.	4079.	0.	MTEP
OM	7815.	159.	0.	0.	0.	0.	7976.	-2.	MTEP
KJ	994.	1077.	0.	0.	0.	0.	2067.	4.	MTEP
DO	4562.	0.	0.	1766.	0.	0.	2788.	8.	MTEP
FO	2708.	0.	0.	1643.	0.	0.	1072.	-7.	MTEP
NE	175.	0.	0.	0.	0.	0.	175.	0.	MTEP
CO	987.	0.	0.	739.	0.	0.	248.	0.	MTEP
CL	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	MTEP
OI	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	MTEP
TOTAL	29757.	1236.	0.	4148.	1516.	0.	25381.	-52.	MTEP

CASO: REFERENCIA. REVISADO

Handwritten marks/initials

WVD HERRMUNDT WEALEPDD

PRODUCTO	CEL	AUT	CTG	REF	CAH	CAR	RYC	TRS	IND	AGP	NEN	CNP	DT
EE	0	0	0	0	0	0	3679	0	2565	0	219	0	6463
GR	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
GL	0	0	0	0	0	0	514	0	0	0	0	0	514
GD	199	419	0	0	0	0	83	0	1483	0	532	1362	4079
GM	0	0	0	0	0	0	559	7406	0	0	0	10	7976
KJ	0	0	0	0	0	0	498	1433	124	0	0	11	2067
DD	71	46	0	0	0	0	0	761	1284	613	0	13	2788
FD	22	380	0	0	0	0	0	0	552	0	0	119	1072
NE	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	172	3	175
CG	0	0	0	0	0	0	0	0	248	0	0	0	248
CL	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
GI	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL	291	845	0	0	0	0	5333	9601	6256	613	923	1519	25381

CUADRO: DESTINO ENERGIA SECUNDARIA

ANO: 2000

PRODUCTO SECUNDARIO	RECICLAJE						CONSUMO						CONSUMO PROPIO	TOTAL DESTINO
	CEL	AUT	CTG	REF	CAH	CAR	RYC	TRS	IND	AGP	NEN	CNP	DT	
EE *	0	0	0	0	0	0	3679	0	2565	0	219	0	6463	MTEP
GR *	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	MTEP
GL *	0	0	0	0	0	0	514	0	0	0	0	0	514	MTEP
GD *	199	419	0	0	0	0	83	0	1483	0	532	1362	4079	MTEP
GM *	0	0	0	0	0	0	559	7406	0	0	0	10	7976	MTEP
KJ *	0	0	0	0	0	0	498	1433	124	0	0	11	2067	MTEP
DD *	71	46	0	0	0	0	0	761	1284	613	0	13	2788	MTEP
FD *	22	380	0	0	0	0	0	0	552	0	0	119	1072	MTEP
NE *	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	172	3	175	MTEP
CG *	0	0	0	0	0	0	0	0	248	0	0	0	248	MTEP
CL *	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	MTEP
GI *	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	MTEP
TOTAL *	291	845	0	0	0	0	5333	9601	6256	613	923	1519	25381	MTEP

CASO: REFERENCIA. REVISADO

CUADRO: TENDENCIAS DEL CONSUMO
SECTOR: AGRICULTURA

PRODUCTO ENERGETICO	1985			1990			2000			XREC. ANUAL
	UNIDADES FISICAS	TERACAL. UTILES	XCONS UTIL	UNIDADES FISICAS	TERACAL. UTILES	XCONS UTIL	UNIDADES FISICAS	TERACAL. UTILES	XCONS UTIL	
HIDROEN. - GWH *	0.0	0.0	0.0 *	0.0	0.0	0.0 *	0.0	0.0	0.0 *	0.0
GAS. NAT. -MILL P C *	0.0	0.0	0.0 *	0.0	0.0	0.0 *	0.0	0.0	0.0 *	0.0
PETROL. - MIL-BAR *	0.0	0.0	0.0 *	0.0	0.0	0.0 *	0.0	0.0	0.0 *	0.0
CARB. MIN- MIL-TON *	0.0	0.0	0.0 *	0.0	0.0	0.0 *	0.0	0.0	0.0 *	0.0
LEÑA - MIL-TON *	0.0	0.0	0.0 *	0.0	0.0	0.0 *	0.0	0.0	0.0 *	0.0
RES. VEG. - MIL-TON *	0.0	0.0	0.0 *	0.0	0.0	0.0 *	0.0	0.0	0.0 *	0.0
EN. ELEC. - GWH *	0.0	0.0	0.0 *	0.0	0.0	0.0 *	0.0	0.0	0.0 *	0.0
GAS. REF. - MIL-BAR *	0.0	0.0	0.0 *	0.0	0.0	0.0 *	0.0	0.0	0.0 *	0.0
GAS. LIC. - MIL-BAR *	0.0	0.0	0.0 *	0.0	0.0	0.0 *	0.0	0.0	0.0 *	0.0
GAS. DIS. -MILL P C *	0.0	0.0	0.0 *	0.0	0.0	0.0 *	0.0	0.0	0.0 *	0.0
CASOLINA- MIL-BAR *	0.0	0.0	0.0 *	0.0	0.0	0.0 *	0.0	0.0	0.0 *	0.0
KEROS. JP- MIL-BAR *	0.0	0.0	0.0 *	0.0	0.0	0.0 *	0.0	0.0	0.0 *	0.0
DIESEL - MIL-BAR *	3307.0	105.0	100.0 *	3624.0	115.0	100.0 *	4440.0	140.9	100.0 *	2.0
FUEL OIL- MIL-BAR *	0.0	0.0	0.0 *	0.0	0.0	0.0 *	0.0	0.0	0.0 *	0.0
NO ENER. - MIL-BAR *	0.0	0.0	0.0 *	0.0	0.0	0.0 *	0.0	0.0	0.0 *	0.0
COQUE - MIL-TON *	0.0	0.0	0.0 *	0.0	0.0	0.0 *	0.0	0.0	0.0 *	0.0
CARB. LEN- MIL-TON *	0.0	0.0	0.0 *	0.0	0.0	0.0 *	0.0	0.0	0.0 *	0.0
GAS. COG. -MILL P C *	0.0	0.0	0.0 *	0.0	0.0	0.0 *	0.0	0.0	0.0 *	0.0
TOTAL *		105.0	100.0 *		115.0	100.0 *		140.9	100.0 *	

CASO: REFERENCIA. REVISADO

PRODUCTO	UNIDADES FISICAS	TERACAL UTILES	%CONS UTIL	UNIDADES FISICAS	TERACAL UTILES	%CONS UTIL	UNIDADES FISICAS	TERACAL UTILES	%CONS UTIL	%REC. ANUAL
HIDROEN. - GWH	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
GAS. NAT. - MILL P C	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
PETROL. - MIL-BAR	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
CARB. MIN- MIL-TON	3133.0	1527.3	40.8	4246.7	2070.3	41.6	7812.3	3808.5	42.7	6.3
LENA - MIL-TON	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
RES. VEG. - MIL-TON	1085.0	151.0	4.0	1085.0	151.0	3.0	1085.0	151.0	1.7	-0.0
EN. ELEC. - GWH	8776.0	754.7	20.2	13094.0	1126.1	22.6	29830.0	2565.4	28.7	8.5
GAS. REF. - MIL-BAR	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
GAS. LIC. - MIL-BAR	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
GAS. DIS. - MILL P C	27520.0	450.8	12.1	38395.0	628.9	12.6	63395.0	1038.4	11.6	5.7
GASOLINA- MIL-BAR	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
KEROS. JP- MIL-BAR	1041.0	83.1	2.2	1069.0	85.3	1.7	929.0	74.1	0.8	-0.8
DIESEL - MIL-BAR	4351.0	360.3	9.6	5855.0	484.8	9.7	9307.0	770.6	8.6	5.2
FUEL OIL- MIL-BAR	3993.0	354.6	9.5	4115.0	365.4	7.3	3729.0	331.1	3.7	-0.5
NO ENER. - MIL-BAR	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
COQUE - MIL-TON	158.9	57.2	1.5	192.5	69.3	1.4	516.0	185.8	2.1	8.2
CARB. LEN- MIL-TON	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
GAS. COG. - MILL P C	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
TOTAL		3739.0	100.0		4981.1	100.0		8925.0	100.0	

REGION: VERACRUZ

SECTOR: INDUSTRIAL

CUADRO: TENDENCIAS DEL CONSUMO

SECTOR: INDUSTRIAL

PRODUCTO ENERGETICO	1985			1990			2000			%REC. ANUAL
	UNIDADES FISICAS	TERACAL UTILES	%CONS UTIL	UNIDADES FISICAS	TERACAL UTILES	%CONS UTIL	UNIDADES FISICAS	TERACAL UTILES	%CONS UTIL	
HIDROEN. - GWH	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
GAS. NAT. - MILL P C	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
PETROL. - MIL-BAR	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
CARB. MIN- MIL-TON	3133.0	1527.3	40.8	4246.7	2070.3	41.6	7812.3	3808.5	42.7	6.3
LENA - MIL-TON	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
RES. VEG. - MIL-TON	1085.0	151.0	4.0	1085.0	151.0	3.0	1085.0	151.0	1.7	-0.0
EN. ELEC. - GWH	8776.0	754.7	20.2	13094.0	1126.1	22.6	29830.0	2565.4	28.7	8.5
GAS. REF. - MIL-BAR	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
GAS. LIC. - MIL-BAR	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
GAS. DIS. - MILL P C	27520.0	450.8	12.1	38395.0	628.9	12.6	63395.0	1038.4	11.6	5.7
GASOLINA- MIL-BAR	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
KEROS. JP- MIL-BAR	1041.0	83.1	2.2	1069.0	85.3	1.7	929.0	74.1	0.8	-0.8
DIESEL - MIL-BAR	4351.0	360.3	9.6	5855.0	484.8	9.7	9307.0	770.6	8.6	5.2
FUEL OIL- MIL-BAR	3993.0	354.6	9.5	4115.0	365.4	7.3	3729.0	331.1	3.7	-0.5
NO ENER. - MIL-BAR	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
COQUE - MIL-TON	158.9	57.2	1.5	192.5	69.3	1.4	516.0	185.8	2.1	8.2
CARB. LEN- MIL-TON	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
GAS. COG. - MILL P C	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
TOTAL		3739.0	100.0		4981.1	100.0		8925.0	100.0	

CASO: REFERENCIA. REVISADO

PRODUCTO	UNIDADES FISICAS	TERACAL UTILES	%CONS UTIL	UNIDADES FISICAS	TERACAL UTILES	%CONS UTIL	UNIDADES FISICAS	TERACAL UTILES	%CONS UTIL	%REC. ANUAL
HIDROEN. - GWH	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
GAS. NAT. - MILL P C	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
PETROL. - MIL-BAR	188.0	21.0	1.2	1175.2	94.0	1.4	719.0	182.0	2.1	5.3
CARB. MIN. - MIL-TON	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
LENA - MIL-TON	2400.0	199.0	4.2	1110.0	390.4	5.3	3350.0	331.1	3.4	-0.4
RES. VEG. - MIL-TON	3333.0	310.0	6.9	2052.0	399.8	5.4	2000.0	330.9	3.9	0.5
EN. ELEC. - GWH	1000.0	10.0	0.0	1000.0	82.0	1.1	1000.0	10.0	0.0	0.0
GAS. REF. - MIL-BAR	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
GAS. LIC. - MIL-BAR	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
GAS. DIS. - MILL P C	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
GASOLINA - MIL-BAR	32823.0	720.8	63.6	40171.0	882.2	61.1	60708.0	1333.1	58.1	4.2
KEROS. JP - MIL-BAR	4674.0	341.9	30.2	6357.0	465.0	32.2	10777.0	788.3	34.3	5.7
DIESEL - MIL-BAR	2231.0	70.8	6.2	3071.0	97.5	6.7	5513.0	175.0	7.6	6.2
FUEL OIL - MIL-BAR	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
NO ENER. - MIL-BAR	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
COQUE - MIL-TON	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
CARB. LEN. - MIL-TON	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
GAS. COG. - MILL P C	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
TOTAL		1133.5	100.0		1444.6	100.0		2296.5	100.0	

SECTOR: TRANSPORTE

CUADRO: TENDENCIAS DEL CONSUMO
SECTOR: TRANSPORTE

PRODUCTO ENERGETICO	1985			1990			2000			%REC. ANUAL
	UNIDADES FISICAS	TERACAL UTILES	%CONS UTIL	UNIDADES FISICAS	TERACAL UTILES	%CONS UTIL	UNIDADES FISICAS	TERACAL UTILES	%CONS UTIL	
HIDROEN. - GWH	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
GAS. NAT. - MILL P C	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
PETROL. - MIL-BAR	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
CARB. MIN. - MIL-TON	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
LENA - MIL-TON	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
RES. VEG. - MIL-TON	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
EN. ELEC. - GWH	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
GAS. REF. - MIL-BAR	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
GAS. LIC. - MIL-BAR	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
GAS. DIS. - MILL P C	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
GASOLINA - MIL-BAR	32823.0	720.8	63.6	40171.0	882.2	61.1	60708.0	1333.1	58.1	4.2
KEROS. JP - MIL-BAR	4674.0	341.9	30.2	6357.0	465.0	32.2	10777.0	788.3	34.3	5.7
DIESEL - MIL-BAR	2231.0	70.8	6.2	3071.0	97.5	6.7	5513.0	175.0	7.6	6.2
FUEL OIL - MIL-BAR	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
NO ENER. - MIL-BAR	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
COQUE - MIL-TON	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
CARB. LEN. - MIL-TON	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
GAS. COG. - MILL P C	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
TOTAL		1133.5	100.0		1444.6	100.0		2296.5	100.0	

PRODUCTO	SECTOR					TOTAL
	RYC	TRS	IND	AGP	NEN	
ME	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0 MTEP
GN	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0 MTEP
PT	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0 MTEP
CM	47.7	0.0	3808.5	0.0	0.0	3856.2 MTEP
LE	363.7	0.0	0.0	0.0	0.0	363.7 MTEP
RV	0.0	0.0	151.0	0.0	0.0	151.0 MTEP
EE	3311.1	0.0	2565.4	0.0	0.0	5876.5 MTEP
OR	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0 MTEP
GL	359.6	0.0	0.0	0.0	0.0	359.6 MTEP
GD	58.0	0.0	1038.4	0.0	0.0	1096.4 MTEP
GM	279.4	1333.1	0.0	0.0	0.0	1612.6 MTEP
KJ	174.5	788.3	74.1	0.0	0.0	1036.9 MTEP
DO	0.0	175.0	770.6	140.9	0.0	1086.5 MTEP
FD	0.0	0.0	331.1	0.0	0.0	331.1 MTEP
NE	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0 MTEP
CG	0.0	0.0	185.8	0.0	0.0	185.8 MTEP
CL	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0 MTEP
GI	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0 MTEP
TOTAL	4594.1	2296.5	8925.0	140.9	0.0	15956.4 MTEP

MODELO DE EVALUACION ECONOMICA Y FINANCIERA. MANUAL DEL USUARIO

El modelo de evaluación financiera tiene por objeto presentar, en forma condensada, las implicaciones económicas y financieras de un escenario o alternativa de política energética que desee examinarse. En forma similar al modelo de proyección de balances, éste es un modelo que en lo fundamental organiza la información producida por los diferentes modelos sectoriales, efectuando adicionalmente algunos cálculos complementarios relevantes para la presentación de los resultados. Con tal fin, se ha preparado un programa de computador, en lenguaje FORTRAN, el cual ha sido implementado en el computador PRIME utilizado por el ENE con el nombre de EVALUACION. Los datos requeridos para correr el programa EVALUACION se organizan en un archivo que hasta el momento se ha llamado DATOS.EV.CASO (donde CASO corresponde a la corrida realizada, por ejemplo, REFERENCIA, ALTO, BAJO, etc.). A continuación se presenta la información que debe contener el archivo de datos y se resumen los resultados producidos por el programa.

1. DATOS DE ENTRADA AL PROGRAMA EVALUACION. (ARCHIVO DATOS.EV.CASO)

Tarjeta No. 1 (Formato 20A4)

ALT(I), I = 1,10), (XNAUX (I), I = 1,3)

donde:

ALT es un vector con el nombre de la alternativa que se desea estudiar y podrá estar formado hasta por un máximo de 40 letras. A continuación, entre las columnas 41 y 53 vendrá XNAUX que es el nombre que se quiera dar al sector de

hidrocarburos, en el cual se analizan separadamente sus distintas actividades (exploración, refinación, gas). Hasta el momento a éste se le ha llamado PETR-GAS.

Tarjeta No. 2 (Formato 4I5)

NSECEN, T, NBASE, NSECEC

donde:

- NSECEN : Número de sectores energéticos a ser analizados.
Se han considerado 3: hidrocarburos, carbón y energía eléctrica.
- T : Número de años considerados en el horizonte de análisis.
- NBASE : Año anterior al primero de los analizados. Por ejemplo, si el primer año es 1982, NBASE será igual a 1981.
- NSECEC : Número de subsectores del sector de hidrocarburos.
Se han considerado 3: Exploración, Refinación y Gas.

Tarjetas Nos. 3, 4, 5 y 6.

Son formatos utilizados para la impresión de los resultados.
Son tarjetas que no requieren modificación.

Tarjeta No. 7 (FORMATO 8F10.3)

TDES, PSDIV, XINF

donde:

- TDES : Tasa social de descuento utilizada para la actualización de los flujos de caja.
- PSDIV : Relación entre el precio social de la divisa y su precio privado.

Tarjeta (s) No. 5 (Formato 8F10.1)

Flujo financiero neto del sector, en divisas, durante cada uno de los T años analizados. Se anota que en éste se incluyen los impuestos, en divisas, pagados por las compañías extranjeras al estado

Tarjeta No. 6 (Formato F10.1)

Valor social presente de los costos sociales del sector, para satisfacer los requerimientos energéticos de la alternativa o escenario considerado.

Tarjeta No. 7 (Formato 8F10.3)

PF1 (I), PF2(I), TASA1 (I), TASA2(I), PFF1(I), PFF2(I)

I es el número de orden del sector para el cual se leen los datos. Las variables tienen el siguiente significado:

PF1 : Porcentaje de las inversiones totales en moneda extranjera que se financian con préstamos obtenidos en el mercado financiero internacional en el primer año de análisis.

PF2 : Lo mismo que PF1 pero ahora se refiere al porcentaje financiado con préstamos blandos.

TASA1 : Tasa nominal de interés para los préstamos comerciales.

TASA2 : Tasa nominal de interés para los préstamos blandos.

PFF1 : Lo mismo que PF1 pero ahora para el último año de análisis.

PPF2 : Lo mismo que PF2 pero ahora para el último año de análisis. Se supone que los porcentajes de financiación variarán linealmente, en el tiempo, entre los valores iniciales y finales leídos anteriormente.

Tarjeta No. 8 (FORMATO 8F10.3)

NP1(I), NP2(I)

Donde I es el número del sector y

NP1 : años de plazo para la amortización de los préstamos comerciales.

NP2 : años de plazo para la amortización de préstamos blandos.

Se supone una amortización del préstamo mediante cuotas iguales y pago de intereses sobre saldos.

Tarjeta (s) No. 9 (Formato 8F10.3)

Impuestos de renta y de remesas de utilidades pagados por las compañías extranjeras al estado colombiano durante cada uno de los años del horizonte de planeamiento.

Una vez leída la anterior información para los NSECEC subsectores de hidrocarburos, se leerá una tarjeta que diga TOTAL en las primeras cinco columnas. Esta sirve para titular el total de resultados de los cuadros. Después de realizados los cuadros del sector hidrocarburos, el total de los mismos se utilizará para el análisis posterior que incluye todo el sector energético. Faltará entonces leer los datos correspondientes a carbón y energía eléctrica, lo cual se

hace a continuación; leyendo para cada uno de ellos exactamente las mismas tarjetas anteriormente enumeradas para los sub-sectores de hidro-carburos.

Finalmente, para cada uno de los sectores (hidrocarburos, carbón, y electricidad) se lee la siguiente

Tarjeta FORMATO (2F10.3, I5)

REFIN(I), REFTAS(I), NREF(I)

donde:

REFIN : Monto de la deuda actual, en moneda extranjera, del sector.

REFTAS : Tasa de interés nominal a la cual se supone que se refinancia dicha deuda.

NREF : Plazo para la refinanciación de la misma.

Estos últimos datos se utilizan para modificar los flujos financieros sectoriales teniendo en cuenta, para los próximos años, el servicio de la deuda actualmente vigente.

2. RESULTADOS PRODUCIDOS POR EL PROGRAMA EVALUACION

Este programa produce los siguientes cuadros útiles para el análisis financiero y económico del sector energético:

- Flujo de inversiones (en moneda nacional y divisas).
- Flujo financiero (moneda nacional y divisas) sin considerar la financiación de las inversiones del sector.
- Flujo financiero considerando los préstamos en moneda extranjera utilizados para financiar las inversiones.

Los cuadros anteriores se efectúan en primer lugar, para el sector de hidrocarburos desagregando el mismo en la parte correspondiente a exploración, refinación y gas, y posteriormente para todo el sector energético, desagregando en hidrocarburos, electricidad y carbón.

Finalmente, para el sector energético desagregando en hidrocarburos, carbón y electricidad, se presentan flujos financieros, sin financiación de las inversiones futuras pero incluyendo la deuda actual refinanciada y con financiación de las inversiones futuras y refinanciación de la deuda actual. También se presentan las correcciones en el valor social presente de los costos de la alternativa analizada debidas a los beneficios sociales de la utilización de préstamos atados.

A continuación se muestra un ejemplo de tales resultados, para una corrida del programa.

ESTUDIO NACIONAL DE ENERGIA

FLUJO DE INVERSIONES

CASO: R E F E R E N C I A

AÑO	PETR. EXPL.		PETR. REF.		GAS		TOTAL	
	* MON-NAL	DIVISAS	* MON-NAL	DIVISAS	* MON-NAL	DIVISAS	* MON-NAL	DIVISAS
1982	1018.	4959.	313.	1253.	342.	1363.	1673.	7575.
1983	1079.	5304.	0.	0.	335.	1337.	1414.	6641.
1984	971.	4977.	0.	0.	0.	0.	971.	4977.
1985	1616.	7610.	4015.	9369.	46.	184.	5677.	17163.
1986	2238.	9848.	3442.	8030.	22.	89.	5702.	17967.
1987	2492.	10643.	2294.	5354.	0.	0.	4787.	15996.
1988	2124.	9006.	1147.	2677.	25.	99.	3296.	11781.
1989	2255.	9555.	2350.	5482.	79.	316.	4684.	15353.
1990	2066.	8927.	1554.	3626.	27.	109.	3647.	12562.
1991	1978.	8431.	1110.	2590.	54.	217.	3142.	11239.
1992	1653.	7131.	0.	0.	54.	217.	1708.	7348.
1993	1682.	7250.	0.	0.	27.	109.	1709.	7359.
1994	1637.	7096.	0.	0.	0.	0.	1637.	7096.
1995	1671.	7234.	0.	0.	27.	109.	1698.	7343.
1996	1542.	6657.	0.	0.	0.	0.	1542.	6657.
1997	1561.	6743.	0.	0.	27.	109.	1588.	6851.
1998	1786.	7643.	0.	0.	0.	0.	1786.	7643.
1999	1742.	7518.	0.	0.	39.	157.	1781.	7675.
2000	1859.	7991.	0.	0.	0.	0.	1859.	7991.

VALOR

PRESENTE

12136.

54197.

8332.

19908.

722.

2883.

21190.

76988.

MILLONES DE PESOS DE 1979

ESTUDIO NACIONAL DE ENERGIA
FLUJO FINANCIERO(SIN PRESTAMOS)

CASO: R E F E R E N C I A

ANO	*MON-RIAL	PETR. EXPL. DIVISAS	IMPTOS.	*MON-NAL	PETR. REF. DIVISAS	IMPTOS.	*MON-NAL	GAS DIVISAS	IMPTOS.	*MON-NAL	TOTAL DIVISAS	IMPTOS.
1982	-1018.	-4959.	0	43637.	-33323	0	6635.	-3269.	693.	49253.	-41550.	693.
1983	-1124.	-7155.	333.	47736.	-32925.	0	6635.	-3205.	709.	53247.	-43285.	1043.
1984	-1084.	-9745.	1304.	51725.	-24862.	0	6843.	-1815.	701.	57485.	-36422.	2005.
1985	-1816.	-16214.	2652.	50726.	-18074.	0	8893.	-2597.	849.	57803.	-36886.	3501.
1986	-2516.	-22162.	3827.	55532.	-14674.	0	9997.	-2719.	1007.	63012.	-39555.	4833.
1987	-2896.	-29018.	5939.	62135.	-4814.	0	10255.	-2630.	1075.	69494.	-36461.	7013.
1988	-2673.	-34374.	8498.	68892.	5921.	0	11041.	-2945.	1127.	77260.	-31397.	9625.
1989	-2966.	-42529.	11353.	74117.	16520.	0	11517.	-3385.	1103.	82668.	-29395.	12456.
1990	-2710.	-48242.	13735.	80228.	37991.	0	13027.	-3396.	1350.	90345.	-13646.	15085.
1991	-2936.	-54794.	16485.	87675.	50418.	0	13652.	-3680.	1384.	98390.	-8056.	17869.
1992	-2695.	-59414.	19095.	97985.	59730.	0	14570.	-3872.	1491.	109860.	-3556.	20586.
1993	-2788.	-64107.	21233.	106442.	60511.	0	15826.	-3985.	1676.	119480.	-7582.	22909.
1994	-2775.	-67043.	22770.	115608.	57508.	0	16361.	-3920.	1784.	129194.	-13455.	24554.
1995	-2832.	-69520.	23985.	128786.	52204.	0	18308.	-4507.	1966.	144262.	-21825.	25951.
1996	-2719.	-71197.	25329.	137951.	47519.	0	18855.	-4441.	2076.	154087.	-28119.	27405.
1997	-2750.	-73178.	26619.	152579.	36195.	0	21115.	-5092.	2295.	170944.	-42075.	28914.
1998	-2981.	-75704.	27755.	168782.	25205.	0	21937.	-5085.	2437.	187738.	-55585.	30191.
1999	-2934.	-76772.	28656.	184453.	9988.	0	25102.	-6009.	2739.	206622.	-72791.	31395.
2000	-3056.	-78741.	29659.	201932.	-3799.	0	26101.	-5965.	2921.	224976.	-88505.	32580.

VALOR

PRESENTE -15948. -240633. 67996. 557760. 19015. 0. 83468. -24215. 8700. 625379. -245834. 76696.

MILLONES DE PESOS DE 1979 .

ESTUDIO NACIONAL DE ENERGIA

FLUJO FINANCIERO (CON PRESTAMOS)

CASO: R E F E R E N C I A

AÑO	PETR. EXPL		PETR. REF.		GAS		TOTAL	
	*MON-NAI	DIVISAS	*MON-NAI	DIVISAS	*MON-NAI	DIVISAS	*MON-NAI	DIVISAS
1982	-1018.	-992.	43637.	-32696.	6635.	-2587.	49253.	-36275.
1983	-1124.	-3761.	47736.	-33084.	6635.	-2711.	53247.	-39555.
1984	-1084.	-7394.	51725.	-24997.	6843.	-2132.	57485.	-34522.
1985	-1816.	-12365.	50726.	-13503.	8893.	-2773.	57803.	-28641.
1986	-2516.	-17487.	55532.	-11947.	9997.	-2921.	63012.	-32355.
1987	-2896.	-24905.	62135.	-4245.	10255.	-2846.	69494.	-31996.
1988	-2673.	-32718.	68892.	4805.	11041.	-3074.	77260.	-30987.
1989	-2966.	-41121.	74117.	16865.	11517.	-3385.	82668.	-27642.
1990	-2910.	-47973.	80228.	37143.	13027.	-3473.	90345.	-14304.
1991	-2936.	-55177.	87675.	49037.	13652.	-3657.	98390.	-9798.
1992	-2695.	-61053.	97985.	57185.	14570.	-3863.	109860.	-7731.
1993	-2788.	-65462.	106442.	58671.	15826.	-4033.	119480.	-10824.
1994	-2775.	-68325.	115608.	56212.	16361.	-4011.	129194.	-16124.
1995	-2832.	-70486.	128786.	51285.	18308.	-4530.	144262.	-23731.
1996	-2719.	-72467.	137951.	46873.	18855.	-4514.	154087.	-30108.
1997	-2750.	-74099.	152579.	35846.	21115.	-5087.	170944.	-43342.
1998	-2981.	-75686.	168782.	25038.	21937.	-5139.	187738.	-55787.
1999	-2934.	-76862.	184453.	9932.	25102.	-5967.	206622.	-72897.
2000	-3056.	-80379.	201932.	-3827.	26101.	-6009.	224976.	-90215.

VALOR

PRESENTE -15948 -226131. 67996. 557760. 21077. 83468. -23907. 8700. 625379. -228961. 76696.

MILLONES DE PESOS DE 1979

ESTUDIO NACIONAL DE ENERGIA

VALOR SOCIAL PRESENTE DE LOS COSTOS
CASO: R E F E R E N C I A

	PETR. EXPL.	PETR. REF.	GAS	TOTAL
VALOR PRESENTE SIN CORRECCION	219272.00	-14390.20	26786.70	231668.47
VALOR PRESENTE CON CORRECCION	215384.13	-14985.25	26700.52	227099.34

227099.34
3351
34192
51079
80649
05914
114

FLUJO DE INVERSIONES

CASO: REFERENCIA

AÑO	PETR-GAS		CARBON		E. ELECTR.		TOTAL
	* MON-NAL	DIVISAS * MON-NAL	* MON-NAL	DIVISAS * MON-NAL	* MON-NAL	DIVISAS * MON-NAL	
1982	1673.	7575.	3434.	5268.	1221.	14188.	17328.
1983	1414.	6611.	4578.	6782.	11095.	15257.	17087.
1984	971.	4977.	5896.	8123.	9711.	14322.	16578.
1985	5677.	17163.	4121.	5785.	11136.	13112.	20934.
1986	5702.	17967.	2542.	3082.	13946.	16779.	22190.
1987	4787.	15976.	2011.	2383.	16166.	19232.	22964.
1988	3296.	11781.	2042.	2451.	17602.	20563.	22940.
1989	4684.	15353.	1884.	2183.	19103.	24343.	25671.
1990	3647.	12562.	1610.	1938.	20522.	26149.	25779.
1991	3142.	11239.	1874.	2171.	16762.	22306.	21778.
1992	1708.	7318.	1090.	1285.	16658.	22308.	19456.
1993	1709.	7359.	1901.	2197.	17037.	22598.	20647.
1994	1637.	7096.	1472.	1718.	16073.	20843.	19182.
1995	1698.	7343.	1383.	1626.	16036.	18913.	19117.
1996	1542.	6657.	1962.	2284.	17313.	19116.	20817.
1997	1588.	6851.	1342.	1588.	19818.	22167.	22748.
1998	1786.	7613.	865.	1025.	22906.	27051.	25557.
1999	1781.	7675.	1865.	2170.	28486.	35614.	32132.
2000	1899.	7991.	1224.	1446.	32186.	43388.	35269.

VALOR PRESENTE 21190. 76988. 21371. 28848. 111624. 139944. 154185. 245780.

MILLONES DE PESOS DE 1979

CASO: R E F E R E N C I A

ANO	*MON-NAI	PETR-GAS DIVISAS	IMPTOS.	*MON-NAI	CARBON DIVISAS	IMPTOS.	*MON-NAI	E. ELECTR. DIVISAS	IMPTOS.	*MON-NAI	TOTAL DIVISAS	IMPTOS
1982	49253	-41550	693	-2072	-6018	0	2937	-14188	0	50118	-61756	693
1983	53247	-43285	1043	-3743	-6449	0	7482	-15257	0	56986	-64992	1043
1984	57485	-36422	2005	-4601	-6754	0	12650	-14322	0	65534	-57498	2005
1985	57803	-36985	3501	-2665	-3569	0	14864	-13112	0	70002	-53567	3501
1986	63012	-39555	4833	-5114	10214	1483	15420	-16779	0	73318	-46120	6316
1987	69494	-36461	7013	-6138	16189	924	17358	-19232	0	80714	-39504	7937
1988	77260	-31397	9625	-8410	23439	1250	19327	-20563	0	88177	-28521	10874
1989	82669	-29395	12456	-9669	29405	4316	21852	-24343	0	94851	-24333	16772
1990	90345	-13645	15085	-8963	31161	6406	24728	-26149	0	106110	-8634	21491
1991	98390	-8055	17869	-8644	31402	7352	31678	-22306	0	121424	1039	25221
1992	109860	-3555	20586	-7215	33486	7656	35918	-22308	0	138563	7622	28242
1993	119480	-7582	22909	-7493	33505	7784	40220	-22598	0	152207	3327	30693
1994	129194	-13455	24554	-6384	34785	7753	45822	-20843	0	168632	487	32307
1995	144262	-21825	25951	-5493	36176	7753	51139	-18913	0	189908	-4562	33703
1996	154087	-28119	27405	-5486	36525	7436	55987	-19116	0	204588	-10710	34841
1997	170944	-42075	28914	-3319	38271	7124	59901	-22167	0	227526	-25971	36037
1998	187738	-55585	30191	-3367	40354	6591	60610	-27051	0	244981	-42282	36782
1999	206522	-72791	31395	-3707	39621	6749	64187	-35614	0	267102	-68784	38145
2000	224976	-88505	32580	-2389	41305	6530	68182	-43368	0	290769	-90588	39109

VALOR

PRESENTE 625379. -245934. 76696. -38917. 102976. 20974. 167971. -139944. 0. 754433. -283202. 97670.

MILLONES DE PESOS DE 1979

ESTUDIO NACIONAL DE ENERGIA
FLUJO FINANCIERO (CON PRESTAMOS)

CASO: R E F E R E N C I A

ANO	*MON-NAL	PETR-GAS DIVISAS	IMPTOS	*MON-NAL	CARBON DIVISAS	IMPTOS	*MON-NAL	E. ELECTR. DIVISAS	IMPTOS	*MON-NAL	TOTAL DIVISAS	IMPTOS
1982	49253	-36275	693	-2072	-2330	0	2937	-5675	0	50118	-44280	693
1983	53247	-39555	1043	-3743	-2490	0	7482	-7715	0	56986	-49761	1043
1984	57485	-34522	2005	-4601	-2755	0	12650	-8851	0	65534	-46128	2005
1985	57803	-28541	3501	-2665	-2171	0	14864	-9557	0	70002	-40369	3501
1986	63012	-32355	4833	-5114	9252	1483	15420	-11904	0	73318	-35007	6316
1987	69494	-31996	7013	-6138	14751	924	17358	-14050	0	80714	-31295	7937
1988	77260	-30987	9625	-8410	22175	1250	19327	-15854	0	88177	-24666	10874
1989	82668	-27642	12456	-9669	28058	4316	21852	-18598	0	94851	-18183	16772
1990	90345	-14304	15085	-8963	29880	6406	24728	-20796	0	106110	-5220	21491
1991	98390	-9798	17869	-8644	30550	7352	31678	-20716	0	121424	36	25221
1992	109860	-7731	20586	-7215	32226	7656	35918	-21515	0	138563	2980	28242
1993	119480	-10924	22709	-7493	33225	7784	40220	-22146	0	152207	256	30693
1994	129194	-16124	24554	-6384	34289	7753	45822	-21900	0	168632	-3735	32307
1995	144262	-23731	25951	-5493	35793	7753	51139	-21322	0	189908	-9260	33703
1996	154087	-30108	27405	-5486	36733	7436	55987	-21354	0	204588	-14729	34841
1997	170944	-43342	28914	-3319	37957	7124	59901	-22504	0	227526	-27889	36037
1998	187738	-55787	30191	-3367	39704	6591	60610	-24648	0	244981	-40731	36782
1999	206522	-72897	31395	-3707	39913	6749	64187	-28772	0	267102	-61757	38145
2000	224976	-90215	32580	-2389	40713	6530	68182	-33420	0	290769	-82921	39109

VALOR

PRESENTE 625379. -226961. 76696. -38917. 108868. 20974. 167971. -106352. 0. 754433. -226444. 97670.

MILLONES DE PESOS DE 1979

ESTUDIO NACIONAL DE ENERGIA

VALOR SOCIAL PRESENTE DE LOS COSTOS
CASO: R E F E R E N C I A

	PETR-GAS	CARBON	E. ELECTR.	TOTAL
VALOR PRESENTE SIN CORRECCION	231668.47	-35390.41	336224.56	532502.63
VALOR PRESENTE CON CORRECCION	227099.34	-37201.19	321222.50	511120.63

ESTUDIO NACIONAL DE ENERGIA

FLUJO FINANCIERO (CON PRESTAMOS)

CASO: R E F E R E N C I A
(DEUDA DIC/81 REFINANCIADA)

ANO	*MON-NAL	PETR-GAS DIVISAS	IMPTOS	*MON-NAL	CARBON DIVISAS	IMPTOS	*MON-NAL	E. ELECTR. DIVISAS	IMPTOS	*MON-NAL	TOTAL DIVISAS	IMPTOS
1982	49253	-42937	693	-2072	-2330	0	2937	-11835	0	50118	-57103	693
1983	53247	-45613	1043	-3743	-2490	0	7482	-13315	0	56986	-61418	1043
1984	57485	-40027	2005	-4601	-2755	0	12650	-13942	0	65534	-56726	2005
1985	57803	-33646	3501	-2665	-2171	0	14864	-14185	0	70002	-50003	3501
1986	63012	-36904	4833	-5114	9252	1483	15420	-16111	0	73318	-43765	4833
1987	69494	-36133	7013	-6138	14751	924	17358	-17875	0	80714	-39257	7013
1988	77260	-34748	9625	-8410	22175	1250	19327	-19331	0	88177	-31905	9625
1989	82668	-27642	12456	-9669	28059	4316	21852	-21759	0	94851	-21344	12456
1990	90345	-14304	15085	-8963	29880	6406	24728	-23669	0	106110	-8093	15085
1991	98390	-9748	17869	-8644	30550	7352	31678	-23329	0	121424	-2577	17869
1992	109860	-7731	20586	-7215	32226	7656	35918	-21515	0	138563	2980	20586
1993	119480	-10924	22909	-7493	33225	7784	40220	-22146	0	152207	256	22909
1994	127194	-16124	24554	-6384	34287	7753	45822	-21900	0	168632	30693	24554
1995	144262	-23731	25951	-5493	35793	7753	51139	-21322	0	189908	-3735	25951
1996	154087	-30109	27405	-5486	36733	7436	55987	-21354	0	204588	-9260	27405
1997	170944	-43342	28914	-3319	37957	7124	59901	-22504	0	227526	-14729	28914
1998	187738	-55787	30191	-3367	39704	6591	60610	-24648	0	244981	-27888	30191
1999	206522	-72897	31395	-3707	39913	6749	64187	-28772	0	267102	-40731	31395
2000	224976	-90215	32580	-2389	40713	6530	68182	-33420	0	290769	-61757	32580

VALOR

PRESENTE	625379	-253219	76696	-38917	108868	20974	167971	-131933	0	754433	-276284	97670
----------	--------	---------	-------	--------	--------	-------	--------	---------	---	--------	---------	-------

MILLONES DE PESOS DE 1979
ES DE PESOS DE 1979

ESTUDIO NACIONAL DE ENERGIA

FLUJO FINANCIERO(SIN PRESTAMOS)

CASO: R E F E R E N C I A
(DEUDA DIC/81 REFINANCIADA)

ANO	*MON-NAL	PETR-GAS DIVISAS	IMPTOS	*MON-NAL	CARBON DIVISAS	IMPTOS	*MON-NAL	E. ELECTR. DIVISAS	IMPTOS	*MON-NAL	TOTAL DIVISAS	IMPTOS
1982	49253	-48213	693	-2072	-6018	0	2937	-20348	0	50118	-74579	693
1983	53247	-49343	1043	-3743	-6449	0	7482	-20857	0	56986	-76649	1043
1984	57485	-41929	2005	-4601	-6754	0	12650	-19413	0	65534	-68096	2005
1985	57803	-41892	3501	-2665	-3569	0	14864	-17740	0	70002	-63201	3501
1986	63012	-44106	4833	-5114	10214	1483	15420	-20986	0	73318	-54878	6316
1987	69494	-40598	7013	-6138	16189	924	17358	-23057	0	80714	-47466	7937
1988	77260	-35159	9625	-8410	23459	1250	19327	-24040	0	88177	-35759	10874
1989	82668	-29395	12456	-9669	29405	4316	21852	-27504	0	94851	-27494	16772
1990	90345	-13646	15085	-8963	31161	6406	24728	-29023	0	106110	-11508	21491
1991	98390	-8055	17869	-8644	31402	7352	31678	-24918	0	121424	-1573	25221
1992	109860	-3555	20586	-7215	33486	7656	35918	-22308	0	138563	7622	28242
1993	119480	-7562	22909	-7493	33506	7784	40220	-22598	0	152207	3327	30693
1994	129194	-13455	24554	-6384	34785	7753	45822	-20843	0	168632	487	32307
1995	144262	-21825	25951	-5493	36176	7753	51139	-18913	0	189908	-4562	33703
1996	154087	-28119	27405	-5486	36525	7436	55987	-19116	0	204588	-10710	34841
1997	170744	-42075	28914	-3319	38271	7124	59901	-22167	0	227526	-25971	36037
1998	187738	-55585	30191	-3367	40354	6591	60610	-27051	0	244981	-42282	36782
1999	206622	-72791	31395	-3707	39621	6749	64187	-35614	0	267102	-68784	38145
2000	224976	-88505	32580	-2389	41305	6530	68182	-43388	0	290769	-90588	39109

VALOR

PRESENTE 625379. -270092. 76696. -38917. 102576. 20974. 167971. -165526. 0. 754433. -333042. 97670.

MILLONES DE PESOS DE 1979

Modelo para la evaluación de la expansión del
sector carbón Departamento Nacional de
Planeación

338.2724 C718e v.6 Ej.1

CATALOGADO POR: HELP FILE LTDA

FECHA PEDIDO	PRESTADO A	FECHA DEVUELTO
-----------------	------------	-------------------