

REVISTA ENERGETICA

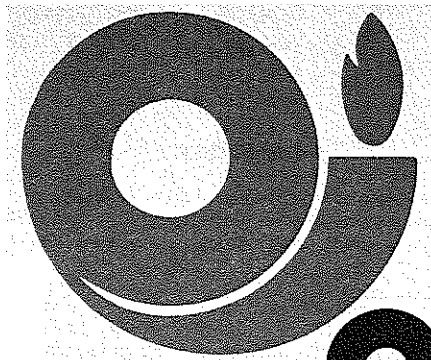
6/83

Noviembre - Diciembre/83
November - December/83



Organización Latinoamericana de Energía
Latin American Energy Organization

EL POTENCIAL DE LAS ENERGIAS NUEVAS Y RENOVABLES EN EL ABASTECIMIENTO ENERGETICO EN AMERICA LATINA **olade** THE POTENTIAL OF NEW AND RENEWABLE ENERGY SOURCES IN LATIN AMERICA'S ENERGY SUPPLY **olade** USO RACIONAL DE ENERGIA EN LA INDUSTRIA TEXTIL "LA EXPERIENCIA DE COLOMBIA" **olade** RATIONAL USE OF ENERGY IN THE TEXTILES INDUSTRY: THE COLOMBIAN EXPERIENCE" **olade** MARCO LEGAL PARA LA EXPLOTACION UNIFICADA DE YACIMIENTOS PETROLIFEROS A NIVEL NACIONAL E INTERNACIONAL **olade** THE LEGAL FRAMEWORK FOR UNITIZATION OF PETROLEUM DEPOSITS AT THE NATIONAL AND INTERNATIONAL LEVELS **olade** USO RACIONAL DE LA ENERGIA EN LA PRODUCCION DE ELECTRICIDAD "LA EXPERIENCIA DE EL SALVADOR" **olade** RATIONAL USE OF ENERGY IN ELECTRICITY PRODUCTION: THE EXPERIENCE OF EL SALVADOR **olade** LA BIOENERGIA EN EL BALANCE ENERGETICO DE AMERICA LATINA **olade** BIOENERGY IN THE ENERGY BALANCE OF LATIN AMERICA **olade** RACIONALIZACION EN EL CONSUMO DE ENERGIA EN LA REFINERIA DE ZINC DE CAJAMARQUILLA **olade** RATIONALIZATION OF ENERGY CONSUMPTION IN MINERO PERU'S CAJAMARQUILLA ZINC REFINERY.



olade

ORGANO DE DIVULGACION TECNICA
DE LA ORGANIZACION LATINOAMERICANA
DE ENERGIA (OLADE)

PERIODICAL FOR DISSEMINATION
OF THE LATIN AMERICAN ENERGY ORGANIZATION

6/83

NOVIEMBRE - DICIEMBRE/83
NOVEMBER - DECEMBER/83

EDITORIAL	3
EDITORIAL	133
EL POTENCIAL DE LAS ENERGIAS NUEVAS Y RENOVABLES EN EL ABASTECIMIENTO ENERGETICO EN AMERICA LATINA	5
THE POTENTIAL OF NEW AND RENEWABLE ENERGY SOURCES IN LATIN AMERICA'S ENERGY SUPPLY	135
USO RACIONAL DE ENERGIA EN LA INDUSTRIA TEXTIL "LA EXPERIENCIA DE COLOMBIA"	47
RATIONAL USE OF ENERGY IN THE TEXTILES INDUSTRY: THE COLOMBIAN EXPERIENCE	177
MARCO LEGAL PARA LA EXPLOTACION UNIFICADA DE YACI- MIENTOS PETROLIFEROS A NIVEL NACIONAL E INTERNACIONAL	59
THE LEGAL FRAMEWORK FOR UNITIZATION OF PETROLEUM DEPOSITS AT THE NATIONAL AND INTERNATIONAL LEVELS	189
USO RACIONAL DE LA ENERGIA EN LA PRODUCCION DE ELECTRICIDAD "LA EXPERIENCIA DE EL SALVADOR"	93
RATIONAL USE OF ENERGY IN ELECTRICITY PRODUCTION: THE EXPERIENCE OF EL SALVADOR	223
LA BIOENERGIA EN EL BALANCE ENERGETICO DE AMERICA LATINA	109
BIOENERGY IN THE ENERGY BALANCE OF LATIN AMERICA ..	239
RACIONALIZACION EN EL CONSUMO DE ENERGIA EN LA REFINERIA DE ZINC DE CAJAMARQUILLA	127
RATIONALIZATION OF ENERGY CONSUMPTION IN MINERO PERU'S CAJAMARQUILLA ZINC REFINERY	257

Los artículos firmados son de la exclusiva responsabilidad de sus autores y no expresan, necesariamente, la posición oficial de la Secretaría Permanente. Toda colaboración deberá ser dirigido al Departamento de Información y RR.PP.: de OLADE: Casilla 6413 C.C.I., Quito, Ecuador.

The signed articles are the exclusive responsibility of their authors and they do not necessarily express the official position of the Permanent Secretariat. Any remarks should be directed to the Department of Information and Public Relations, OLADE, Casilla 6413 C.C.I., Quito, Ecuador.

EDITORIAL

Culminamos un año pródigo en realizaciones para OLADE. En efecto, la pluralidad de acciones llevada a cabo por la institución, confirman y revalidan el objetivo de nuestra creación como "Organismo de Cooperación, Coordinación y Asesoría en materia de Energía para América Latina".

Hemos sido activos, no solo trabajando directamente en la evaluación y aprovechamiento de las diversas fuentes, sino también sobre su uso racional y su conservación, para lo cual hemos hecho uso fundamental de la capacidad propia de la región.

Los 52 eventos realizados sobre los múltiples aspectos específicos que involucra cada temática, reflejan la extensión y complejidad que caracteriza al sector de la energía, que vincula al recurso con el consumidor final a través de una larga cadena de diversas actividades y procesos.

Esta nueva dinámica impuesta por la ejecución del PLACE, y coincidente con el X Aniversario de OLADE, nos ofrece promisorias perspectivas de trabajo al situarnos en el centro de un proceso de cooperación en pleno funcionamiento y con gran dinamismo que cuenta con sistemas y métodos que involucran cada vez más la participación activa de los países miembros.

En la actualidad lo fundamental de este proceso estriba en el amplio espectro de actividades que se desarrollan y en los diferentes niveles de especificación e importancia relativa con que cuentan los diversos proyectos, lo que demanda contar con claras prioridades. En este contexto, las posibilidades reales de mantener un equilibrio institucional entre lo inmediato y el mediano y largo plazos, se convierte en una de las tareas fundamentales de la Organización, ya que se vuelve necesario contar con una visión global que refleje una estrategia que armonice con los aspectos estructurales con los problemas específicos.

El PLACE, desde su formulación, ha significado dotar de una nueva y más amplia dimensión a las actividades desarrolladas por OLADE. A partir de su aprobación, la concertación de esfuerzos descansa sobre la base de un programa de acción selectivo que se apoya firmemente en la cooperación regional. Asimismo, ha permitido ordenar las prioridades, al ofrecer objetivos de largo plazo dentro de los cuales enmarca las acciones y proyectos de realización inmediata que determinan los recursos y las posibilidades existentes.

El camino recorrido hasta hoy y los resultados y las experiencias obtenidas, permiten tener enmarcados los proyectos de la primera etapa del PLACE en programas que cuentan con los instrumentos metodológicos y los análisis básicos que se requieren para su instrumentación. Programas que precisan con claridad sus objetivos, metas, actividades, costos y plazos de instrumentación. En esta medida, el PLACE otorga también el marco adecuado para evaluar el resultado de las acciones realizadas con un criterio político y conceptual definido, tanto para el largo plazo como en el plano de las acciones inmediatas.

La capacidad de convocatoria que ha ejercido OLADE en la canalización de recursos humanos y financieros desde organismos y países de fuera de la región para aplicarlos a las actividades inscritas en los programas del PLACE, constituye otro aspecto central para la cooperación, en la medida en que permite multiplicar los recursos, incrementar los esfuerzos y ampliar las posibilidades de acción. La capacidad de movilización de recursos demostrada por OLADE, es una clara muestra de la madurez institucional y la legitimación política de la organización construida con la voluntad y el esfuerzo de los latinoamericanos.

Si bien es cierto que América Latina atraviesa una etapa de condiciones económicas difíciles, con restricciones objetivas que limitan sus posibilidades de desarrollo económico y social, el proceso de cooperación e integración energética continúa fortaleciéndose y presentando avances sustantivos, que contrastan con las dificultades surgidas en otras experiencias integracionistas. Ello podemos atribuirlo en gran parte a la clara visión de crear -en 1981- la Cuenta Especial PLACE, la cual nos ha permitido atraer en forma complementaria, contribuciones extrarregionales no reembolsables, así como financiamientos en condiciones blandas, para la ejecución de proyectos energéticos en varios de nuestros países miembros, con los que ha sido posible multiplicar los resultados de nuestros esfuerzos.

Al formular votos por ventura y paz en el 84, esperamos que este año sea a la vez el que logre consolidar la acción mancomunada de nuestros pueblos hacia un objetivo común de desarrollo.

ULISES RAMIREZ O.
SECRETARIO EJECUTIVO

EL POTENCIAL DE LAS ENERGIAS NUEVAS Y RENOVABLES EN EL ABASTECIMIENTO ENERGETICO EN AMERICA LATINA

Julio Claudio de Alvarenga Diniz
Maurilio Luiz Pereira da Silva

INDI - INSTITUTO DE DESENVOLVIMENTO
INDUSTRIAL DE MINAS GERAIS - BRASIL

1. INTRODUCCION

Analizada en su totalidad, América Latina posee abundantes recursos energéticos tales como: petróleo, carbón, hidroelectricidad, gas natural, biomasa e inclusive uranio. Algunos de sus países son exportadores de petróleo, otros poseen notable conocimiento en la explotación de la hidroelectricidad, otros ostentan liderazgo mundial en la utilización de la Biomasa como fuente de energía. Si estos recursos energéticos fueran aprovechados, adecuadamente, sería posible satisfacer la demanda de energía de toda la región sin recurrir a importaciones extraregionales.

Sin embargo, tal hecho no ocurre debido a una serie de factores que pretendemos analizar en esta oportunidad, al mismo tiempo en que presentamos detalles del programa energético de nuestro País, como forma de ilustración de aquello que puede ser planificado y perseguido en la tentativa de eliminar o suavizar la dependencia externa de recursos energéticos.

2. ESTRUCTURA ENERGETICA DE AMERICA LATINA

Conforme a lo mencionado anteriormente, significativos recursos energéticos están disponibles en América Latina. Sin embargo, estos recursos no se encuentran distribuidos de manera que satisfaga las necesidades de cada País, pudiendo citar a título de ejemplo, los casos de Brasil y Ecuador, los cuales tienen prácticamente el mismo valor de reservas de petróleo y con prácticamente la misma producción de petróleo bruto en 1980, se colocaron en la posición de importador y exportador de expresivos volúmenes de aquel energético, conforme se demuestra a continuación.

	1980	
	PETROLEO BRUTO 10 ³ M ³	
	BRASIL	ECUADOR
Reservas	193.960	174.880
Producción	10.562	11.888
Importación	50.564	
Exportación	70	6.302

Dentro de esta situación, las importaciones de petróleo consumían aproximadamente 51% de los ingresos obtenidos por las exportaciones brasileñas, al mismo tiempo que las exportaciones de petróleo representaban más de 40% de las ventas externas del Ecuador. Si en el caso del Ecuador, las ventas de petróleo representaron un problema por la excesiva dependencia de sólo un producto exportado, en el caso del Brasil, la situación era mucho más grave ya que comprometía seriamente el equilibrio comercial del País en un violento y dañino cambio en relación a 1970, cuando el petróleo representaba apenas 9% de las exportaciones brasileñas.

Situaciones semejantes a éstas, donde existen fuertes desequilibrios de oferta y demanda de energéticos fósiles, son encontrados en prácticamente todos los países de América Latina, con honrosas excepciones para Argentina y Colombia que poseen una oferta razonable de energía de diferentes fuentes.

Las consecuencias de estos desequilibrios en las economías de los países de América Latina (y de innumerables países de todo el mundo) se tornaron bastante evidentes en los años de 1981 y 1982. Diversos estudios sobre tales consecuencias (*) ya fueron presentados en el ámbito de la propia OLADE, de modo que nos restringiremos apenas a analizar las posibilidades tecnológicas de aprovechamiento de las fuentes nuevas y renovables de energía.

Tal análisis tuvo como base los inventarios y compilaciones sobre asuntos energéticos publicados por OLADE (principalmente: Balances Energéticos de América Latina), además de otros documentos ilustrativos del programa brasileño de sustitución del consumo de petróleo y sus derivados. Sin embargo, conviene registrar que informaciones detalladas sobre los recursos energéticos de América Latina son escasas y a veces inadecuadas. Variaciones en la metodología y mismo en la terminología adaptadas para el levantamiento de estos recursos, pueden perjudicar el análisis que realizamos.

2.1 PARTICIPACION DE LAS FUENTES NUEVAS Y RENOVABLES EN LA ESTRUCTURA ENERGETICA DE AMERICA LATINA

Las reservas de energéticos y recursos de biomasa de la región, están presentados en el cuadro 1. Conforme se puede observar, son recursos expresivos, pero están distribuidos de manera irregular por prácticamente todos los países de la región. Debe observarse que, tales recursos no están inventariados en su totalidad, pudiendo crecer sustancialmente en muchos de esos Países.

Llevándose en cuenta que la biomasa es un recurso renovable, es importante llamar la atención para algunos números constantes de este cuadro.

— Los recursos de biomasa corresponden aproximadamente a 12% de las reservas totales de energía de América Latina.

(*) Recomiéndase la lectura de "ENERGY AND DEVELOPMENT" Alberto Méndez Arocha - Revista Energética OLADE N° 23 Enero - Febrero - 1982.

- Para México y América Central tales recursos son iguales a 11% de las reservas totales.
- Para Argentina, Paraguay y Uruguay representan 13%.
- Para Brasil, son superiores a 17% de las reservas totales.
- Para el Caribe y Guayanas los recursos de biomasa representan 36% de las reservas totales de energía.

A pesar de poseer tales recursos, América Latina no consiguió evitar la tendencia mundial de apoyarse excesivamente en el Petróleo (en su mayoría importado) — para atender a sus necesidades energéticas.

De este modo, la estructura del consumo en 1978 reflejó una elevada dependencia del petróleo y sus derivados (63%) al mismo tiempo que la biomasa tuvo una participación de aproximadamente 20%, la hidroelectricidad suplió 7%, siendo el resto distribuido principalmente entre el carbón mineral y combustibles animales y vegetales.

Pocos Países, entre los cuales Brasil, Colombia, Perú y Guatemala, hacen uso razonable de las fuentes nuevas y renovables, principalmente la hidroelectricidad y biomasa tanto para consumo industrial como para consumo residencial, comercial y público, conforme demuestran los cuadros 2 y 3.

En Países de América Central la biomasa representa un importante insumo energético (superior a 50% de la oferta total de energía), pero en cambio, depende del petróleo importado para usos más calificados como por ejemplo en la industria y en los transportes, conforme demuestra el cuadro 4.

Estímase que, 50% de la población de América Latina depende de leña y de carbón vegetal para atender sus necesidades básicas, principalmente para la cocción de alimentos.

CUADRO 1

RESERVA DE ENERGETICOS Y RECURSOS DE BIOMASA

10⁶ TEP

	Carbón Mineral	Petróleo	Gas Natural	Hidrocarburos no convencionales	Hidroelectricidad	Uranio	Biomasa
América Central y México	1.061,2	6,286,1	1.644,1	0,5	3.845	116,8	1.602,0
Caribe y Guayanas	3,0	100,1	305,8	0,2	1.150		871,8
Colombia, Ecuador e Venezuela	817,5	2.834,6	1.325,2	293,5	12.786		826,8
Bolivia, Chile y Perú	734,0	165,9	198,7	0,2	6.322		544,5
Argentina, Paraguay y Uruguay	81,9	350,9	560,7	0,1	4.957	323,7	964,2
Brasil	636,8	185,6	38,2	114,4	15.302	1.034,5	3.574,2
América Latina	3.334,4	9.923,2	4.072,7	408,8	44.362	1.475,0	8.383,5

FUENTE: Programa Latinoamericano de Cooperación Energética - Organización Latinoamericana de Energía.

CUADRO 2
PARTICIPACION DE LA BIOMASA EN EL SECTOR INDUSTRIAL 1978

PAIS	LEÑA		TOTAL BIOMASA	
	TEP X 10 ³	%	TEP X 10 ³	%
MEXICO*	N.D.		N.D.	
AMERICA CENTRAL				
Costa Rica	18,0	4,8	149,0	40,0
El Salvador	29,0	7,3	194,0	48,9
Guatemala	324,0	36,2	491,0	54,9
Honduras	102,0	30,2	161,0	47,7
Nicaragua	57,0	22,7	58,0	23,1
Panamá	6,6	1,8	109,9	30,5
CARIBE				
Grenada	0,19	19,0	0,2	
Haití	79,0	36,2	126,0	57,8
Jamaica*	N.D.		213,0	10,6
República Dominicana	25,0	2,1	683,0	57,3
Surinam	0,2	2,1	3,6	1,0
Trinidad y Tobago	N.D.			
REGION ANDINA				
Bolivia	N.D.		10,7	3,5
Colombia	N.D.		272,0	6,2
Chile	447,0	15,9	447,0	15,9
Ecuador	N.D.		186,0	32,0
Perú	367,0	14,5	367,0	14,5
Venezuela*	N.D.			
CUENCA DEL PLATA				
Argentina*	5,0		1.100,0	
Uruguay	61,9	9,0	101,3	14,5
BRASIL	3.409,0	8,0	8.919,0	21,0

* Datos estimados de consumo de leña y biomasa.

FUENTE: "Balances Energéticos de América Latina" - OLADE.

N.D.: No Disponible.



CUADRO 3

PARTICIPACION DE LA BIOMASA EN EL CONSUMO DEL SECTOR
RESIDENCIAL, COMERCIAL Y PUBLICO

PAIS	LEÑA		TOTAL BIOMASA	
	TEP X 10 ³	%	TEP X 10 ³	%
MEXICO*	11.954	70,0	11.954	70,5
AMERICA CENTRAL				
Costa Rica	417	75,0	426	76,6
El Salvador	1.330	92,0	1.331	92,0
Guatemala	1.563	90,4	1.563	90,4
Honduras	966	88,4	971	88,9
Nicaragua	508	80,6	518	82,2
Panamá	287	66,8	287,4	66,9
CARIBE				
Grenada	3,4	37,5	3,6	40,0
Haití	1.047	80,9	1.276	98,6
Jamaica*	6	3,0	15	8,1
República Dominicana	426	39,1	818	79,7
Surinam	30	53,3	29,9	53,5
Trinidad y Tobago				
REGION ANDINA				
Bolivia	210	48,3	210	48,3
Colombia	2.948	66,1	2.948	66,1
Chile	882	40,6	882	40,6
Ecuador	783	61,9	783	62,0
Perú	2.281	55,7	2.641	64,5
Venezuela*	11	0,5	13	0,5
CUENCA DEL PLATA				
Argentina*			236	3,8
Uruguay	455	56,7	455	56,7
BRASIL	13.938	48,5	14.295	68,6

* Datos estimados de consumo de leña y biomasa.

FUENTE: "Balances Energéticos de América Latina" - OLADE.

CUADRO 4

OFERTA DE ENERGIA PRIMARIA EN PORCENTAJES PARA 1979

PAIS	HIDROENERGIA	BIOMASA	PETROLEO	GEOENERGIA
Costa Rica	18,0	47,3	34,7	
El Salvador	4,5	56,0	25,2	14,3
Guatemala	0,8	70,4	28,9	
Honduras	4,5	67,4	28,2	
Nicaragua (1)	5,0	54,1	40,9	
Panamá (2)	2,6	14,6	82,8	

(1) Balance 1980

(2) Balance 1978

FUENTE: Boletín Energético
Organización Latinoamericana de Energía - OLADE N° 21, Jul/Agos/1981.

CUADRO 5

**POTENCIAL HIDROELECTRICO
(1980)**

PAIS	MW	%
Argentina	45.000	7,5
Bolivia	18.000	3,0
Brasil	213.000	35,5
Colombia	100.000	16,7
Costa Rica	8.548	1,4
Chile	12.000	2,0
Ecuador	22.000	3,7
El Salvador	1.628	0,2
Grenada	8	0
Guatemala	7.600	1,3
Honduras	3.100	0,5
México	40.000	6,7
Nicaragua	4.100	0,7
Panamá	5.000	0,8
Paraguay	17.000	2,8
Perú	58.000	9,7
República Dominicana	1.719	0,3
Uruguay	7.000	1,2
Venezuela	36.000	6,0
TOTAL	599.703	100,0

FUENTE: Boletín Energético
Organización Latinoamericana de Energía - OLADEN° 21, Julio/Agosto, 1981.

Con respecto a la hidroelectricidad, Brasil, El Salvador, Costa Rica, Perú y Colombia, ya hacen un razonable uso de su potencial, en cambio que países como Paraguay, Argentina, Uruguay, Perú, Venezuela y otros, tienen excelentes potenciales aún no explotados suficientemente.

Es verdad que Brasil, Colombia, Perú, Argentina, México y Venezuela tienen más de 82% del potencial hidroeléctrico medido hasta el presente, conforme se demuestra en el cuadro 5.

Más, se puede afirmar con seguridad que el perfeccionamiento de los inventarios hidroeléctricos de los demás países hará reducir esta proporción, aumentando al mismo tiempo, la participación de esta forma de energía en el contexto global de las reservas energéticas de América Latina.

Las estadísticas revelan que la región utiliza apenas 7% de su potencial hidroeléctrico conocido, variando desde un máximo de 29.6% en El Salvador, hasta un mínimo de 1% en Guatemala. Estos bajos índices de aprovechamiento en todos los países de la región, indican claramente uno de los caminos a seguir, y que consiste en acelerar el desarrollo de esta fuente, especialmente en la actual fase de la economía mundial, en que la hidroelectricidad compite favorablemente con el petróleo.

De la misma manera, se puede afirmar que la biomasa también ofrece excelentes condiciones de mayor aprovechamiento, no apenas a través de la leña, más también a través del carbón vegetal, del alcohol, del bagazo de la caña de azúcar, del gas pobre obtenido de leña y del carbón vegetal y otras formas.

3. ANALISIS TIPOLOGICO DEL PROBLEMA ENERGETICO

Los efectos, de la denominada "crisis energética" fueron sentidos de manera diversa por los países latino-americanos, como resultado de las diferencias existentes en la dotación de recursos naturales, niveles de desarrollo, capacidad tecnológica y disponibilidad de recursos financieros y humanos.

De la misma forma, cabe destacar que las opciones para contornar esta crisis, a través de la diversificación de la oferta de energéticos, no serán homogéneas para toda la región. No hay duda de que América Latina dispone de condiciones geográficas favorables para encontrar los recursos energéticos (convencionales o no) necesarios. Sin embargo, a nivel de cada sub-región o de cada país, esto será función no apenas de los recursos financieros disponibles más, principalmente, de la tipología de los diversos países, de modo a considerar con los debidos cuidados la gran diversidad de condiciones fisiográficas, económicas y demográficas y los diferentes niveles de desarrollo cultural, técnico e industrial.

La tipología más comúnmente adoptada en los estudios producidos en el ámbito de OLADE (*) tienen como base, parámetros económicos y geográficos. De acuerdo con la misma, los Países serían divididos de la siguiente manera:

Grupo I Mexico

Grupo II Países de América Central

- * Guatemala
- * Honduras
- * El Salvador
- * Nicaragua
- * Costa Rica
- * Panamá

Grupo III Países del Caribe

- * Bahamas
- * Cuba
- * Jamaica
- * Haití
- * República Dominicana
- * Santa Lucía
- * San Vicente
- * Barbados
- * Grenada
- * Trinidad y Tobago
- * Surinam
- * Guayana

(*) Recomiéndase la Lectura de:

"The Latin American Energy Problem: A Typological Study"
Joubert C. Diniz - Revista Energética OLADE N° 23
Enero - Febrero - 1982.

Grupo IV Países Andinos

- * Venezuela
- * Colombia
- * Ecuador
- * Perú
- * Chile
- * Bolivia

grupo V Países de la Cuenca del Plata

- * Argentina
- * Paraguay
- * Uruguay

Grupo VI * Brasil

3.1 GRUPO I - MEXICO

México cuenta con expresivas reservas de petróleo, gas natural y carbón mineral, y razonables de recursos de hidroelectricidad y biomasa, además de reservas geotérmicas y de uranio cuya cantidad aún no es conocida con precisión.

La estructura de estas reservas está demostrada en el cuadro 6.

CUADRO 6
MEXICO
ESTRUCTURAS DE LAS RESERVAS

FUENTE	%
Carbón mineral	9,6
Petróleo	57,6
Gas Natural	15,1
Hidrocarburos no Convencionales	
Hidroelectricidad	16,6
Geotermia	
Uranio	1,1
TOTAL	100,0

De este modo, las alternativas recomendadas para atender la demanda energética futura son las siguientes:

1. Diversificación de fuentes para reducir la de-

pendencia elevada de petróleo a través de:

- Utilización más intensa de los recursos de biomasa, principalmente a través de la leña y del carbón vegetal para uso industrial.
 - Aumento de la producción de carbón mineral.
 - Utilización racional y aprovechamiento más intenso del gas asociado al petróleo.
 - Producción de alcohol carburante a partir de la caña de azúcar.
2. Valuación detallada y explotación más intensa de los recursos hidroenergéticos y geoenergéticos.
 3. Establecimiento de procedimientos visando la racionalización y conservación de energía.

3.2 GRUPO II - PAISES DE LA AMERICA CENTRAL

Para estos países, debido a las reducidas o casi inexistentes reservas de petróleo, carbón mineral y gas natural (cuadro 7), las opciones más ventajosas son fundamentadas en la hidroenergía, biomasa y geonergía a través de:

1. Diversificación de fuentes para mejor aprovechamiento de los recursos naturales y reducción del alto grado de vulnerabilidad al petróleo, en los sectores industrial y de transportes;
2. Levantamiento detallado de los recursos hidroenergéticos, geoenergéticos y de biomasa;
3. Desarrollo acelerado de la hidroelectricidad para:
 - Generación de calor de proceso industrial.
 - Transportes urbanos y ferroviarios.
 - Producción de fertilizantes.

CUADRO 7

AMERICA CENTRAL

ESTRUCTURA DE LAS RESERVAS

FUENTE	%
Carbón	0,6
Petróleo	0,2
Gas Natural	
Hidrocarburos no convencionales	
Hidroelectricidad	99,2
Geoenergía	0,1
TOTAL	100,0

FUENTE: Programa Latinoamericano de Cooperación Energética
Nov/81

- 4. Producción de alcohol carburante, a partir de caña de azúcar u otra fuente;
- 5. Utilización racional y aprovechamiento energético de los recursos de biomasa a través de:
 - utilización eficiente de la leña y del carbón vegetal;
 - Producción de substitutos vegetales para los derivados de petróleo (alcohol de madera y aceites vegetales carburantes).

3.3 GRUPO III - PAISES DEL CARIBE

Para los países del Caribe es necesario diferenciar los países de acuerdo con su disponibilidad de petróleo, ya que Trinidad y Tobago es exportador del mismo. Sin embargo, si continuara produciendo los mismos niveles de 1979, Trinidad y Tobago consumirá todas sus reservas en solamente 9 años, lo cual indica una necesidad de adaptar políticas de conservación y diversificación de fuentes energéticas dentro de las alternativas aplicables a los demás países.

Por toda la sub-región, cabe observar la impor-

tancia de los sectores de transporte e industrial en los requerimientos presente y futuro de energía.

De acuerdo con las reservas de la región (cuadro 8), se pueden citar las siguientes alternativas.

1. Diversificar el consumo de petróleo y sus derivados y substituirlos por recursos locales, principalmente la hidroelectricidad y la biomasa;
2. Completar la evaluación de los recursos hídricos y de biomasa, a fin de conocer su total potencialidad;
3. Acelerar la explotación de la geoenergía;
4. Acelerar el uso de la hidroelectricidad para transportes urbanos y ferroviarios y para la industria;
5. Proceder a una evaluación sistemática del potencial para producción de alcohol de caña de azúcar;
6. Racionalizar el consumo de derivados de petróleo, tratando al mismo tiempo de mejorar la eficiencia de los medios de conversión.

CUADRO 8

PAISES DEL CARIBE

ESTRUCTURA DE LAS RESERVAS

FUENTE	%
Carbón	0,7
Petróleo	23,4
Gas Natural	71,4
Hidrocarburos no convencionales	
Hidroelectricidad	4,4
TOTAL	100,0

FUENTE: Programa Latinoamericano de Cooperación Energética
Nov/81.



CUADRO 9**PAISES ANDINOS
ESTRUCTURA DE LAS RESERVAS (%)**

FUENTE	BOLIVIA	COLOMBIA	CHILE	ECUADOR	PERU	VENEZUELA
Carbón		7,5	39,7		2,0	1,5
Petróleo	1,1	1,2	3,5	8,5	2,1	38,8
Gas Natural	7,6	1,6	3,9	5,5	0,6	16,2
Hidrocarburos no convencionales						4,4
Hidroenergía	91,3	89,7	52,9	85,9	95,2	39,1
TOTAL	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0

FUENTE Programa Latinoamericano de Cooperación Energética -
Organización Latinoamericana de Energía.

3.4 GRUPO IV - PAISES ANDINOS

Los países de la Región Andina también presentan una grande heterogeneidad en sus reservas de petróleo, carbón mineral y gas natural, conforme demuestra el cuadro 9.

Además, algunos países poseedores de reservas razonables de petróleo se tornaron exportadores de expresivos volúmenes de este energético, lo que puede colocarlos en una situación de vulnerabilidad, ya que sus reservas podrán agotarse a corto plazo (10 hasta 20 años) caso mantengan las exportaciones en los niveles de 1979/1980.

Ante esta situación, se presentan las siguientes opciones:

1. Substituir el consumo de petróleo y derivados (correspondiente al 66% de la oferta interna de energía primaria) por otros recursos de grand disponibilidad como por ejemplo, el carbón mineral, el gas natural y las fuentes renovables, biomasa e hidroelectricidad.
2. Racionalizar el consumo de energía, sobre todo de los derivados de petróleo, procurando al mismo tiempo, mejorar la eficiencia de los medios de conversión.
3. Procurar aprovechar racionalmente el gas natural extraído, que no ha sido aprovechado en gran proporción.
4. Promover un mejor uso de la hidroelectricidad en los transportes urbanos y ferroviarios.
5. Completar la evaluación de los recursos hídricos a fin de conocer la totalidad de su potencial.
6. Utilizar los recursos de biomasa de manera conveniente, en especial de leña, fomentando su utilización en el sector industrial, no sólo en la forma de quema directa, sino también en forma de gas y de carbón vegetal.

3.5 GRUPO V - PAISES DE LA CUENCA DEL PLATA

La región de la Cuenca del Plata también presenta cierta heterogeneidad de reservas, ya que Uruguay y Paraguay no disponen de reservas de petróleo y gas natural, al contrario de Argentina que posee una gran variedad y disponibilidad de recursos energéticos, inclusive uranio. El conjunto de reservas de estos países se encuentra descrito en el cuadro 10.

CUADRO 10

PAISES DE LA CUENCA DEL PLATA ESTRUCTURA DE LAS RESERVAS

FUENTE	%
Carbón	1,3
Petróleo	5,6
Gas Natural	8,9
Hidrocarburos no convencionales	
Hidroenergía	79,0
Geoenergía	
Uranio	5,2
TOTAL	100,0

FUENTE: Programa Latinoamericano de Cooperación Energética
Organización Latinoamericana de Energía.

Conforme sucede en los demás países, en la región de la Cuenca del Plata también ocurre una elevada dependencia de Petróleo y sus derivados, (67% de la oferta) si bien que Argentina produce más del 90% de su consumo de petróleo. El caso de Uruguay es el más crítico debido a la total dependencia de petróleo importado y al reducido aprovechamiento de sus excelentes reservas hídricas.

De acuerdo con esta situación se presentan las siguientes opciones:

1. Diversificar la utilización del petróleo, mediante la substitución por otros energéticos, a fin de reducir las importaciones.



2. Perfeccionar el levantamiento de recursos de hidroenergía y biomasa, procurando explotar más intensamente tales recursos, principalmente en el Uruguay y Paraguay.
3. Substituir, en la medida de lo posible, el consumo de derivados de petróleo en los transportes (urbano y ferroviario) por electricidad.
4. Incentivar la utilización de recursos de biomasa, principalmente la leña y el carbón vegetal, en los procesos industriales.
5. Incrementar la producción y el consumo de alcohol carburante a partir de caña de azúcar en el Paraguay.

3.6 GRUPO VI - BRASIL

De la misma manera que los demás países, el Brasil también se apoyó excesivamente en los derivados de petróleo, aumentando su dependencia de petróleo importado, mismo hasta después de las "crisis" de 1973 y 1979. La dependencia externa de petróleo y carbón mineral llegó en 1979 al 90% y 77% respectivamente, lo que correspondía a una dependencia externa de aproximadamente 40% del consumo total de energía primaria. La evolución del consumo total de fuentes primarias está ilustrado en la figura 1.

Las alternativas adoptadas por el Brasil para aliviar tal situación, son bastante variadas e interesantes, mereciendo un análisis detallado como forma de orientación para los demás países.

Cabe destacar que debido a las dimensiones geográficas del País y a la gran variedad de condiciones fisiográficas (clima, calidad del suelo, tipo de vegetación, etc.) económicas, sociales, y geológicas, el modelo brasileño presenta soluciones de carácter nacional y regional. Por esto mismo, tales soluciones pueden ser bastante orientadoras para estudios semejantes, en el ámbito regional de cada País de la América Latina.

4. ESTUDIO DE UN CASO DE PLANIFICACION ENERGETICA - BRASIL

4.1 EL MODELO ENERGETICO BRASILEÑO

4.1.1 Fundamentos

La estructura del consumo de energía primaria en el Brasil, mostraba a fines de la década del 70, índices muy elevados de consumo de combustibles no renovables, conforme indica el cuadro 11.

Si confrontamos tal consumo con las reservas y recursos energéticos disponibles (cuadro 12), se nota claramente la incompatibilidad entre estos datos, indicando la necesidad de buscar soluciones para un uso más coherente de las fuentes energéticas nacionales. Además, se observa un serio problema de balance comercial, ya que las importaciones de petróleo presentaban un compromiso creciente en relación a las exportaciones totales del país, conforme demuestra el cuadro 13.

Por esta razón, el Gobierno Brasileño optó por recomendar la adopción de un modelo energético dirigido hacia la substitución del consumo de petróleo importado, que se basaba en dos suposiciones básicas que son mencionadas a continuación:

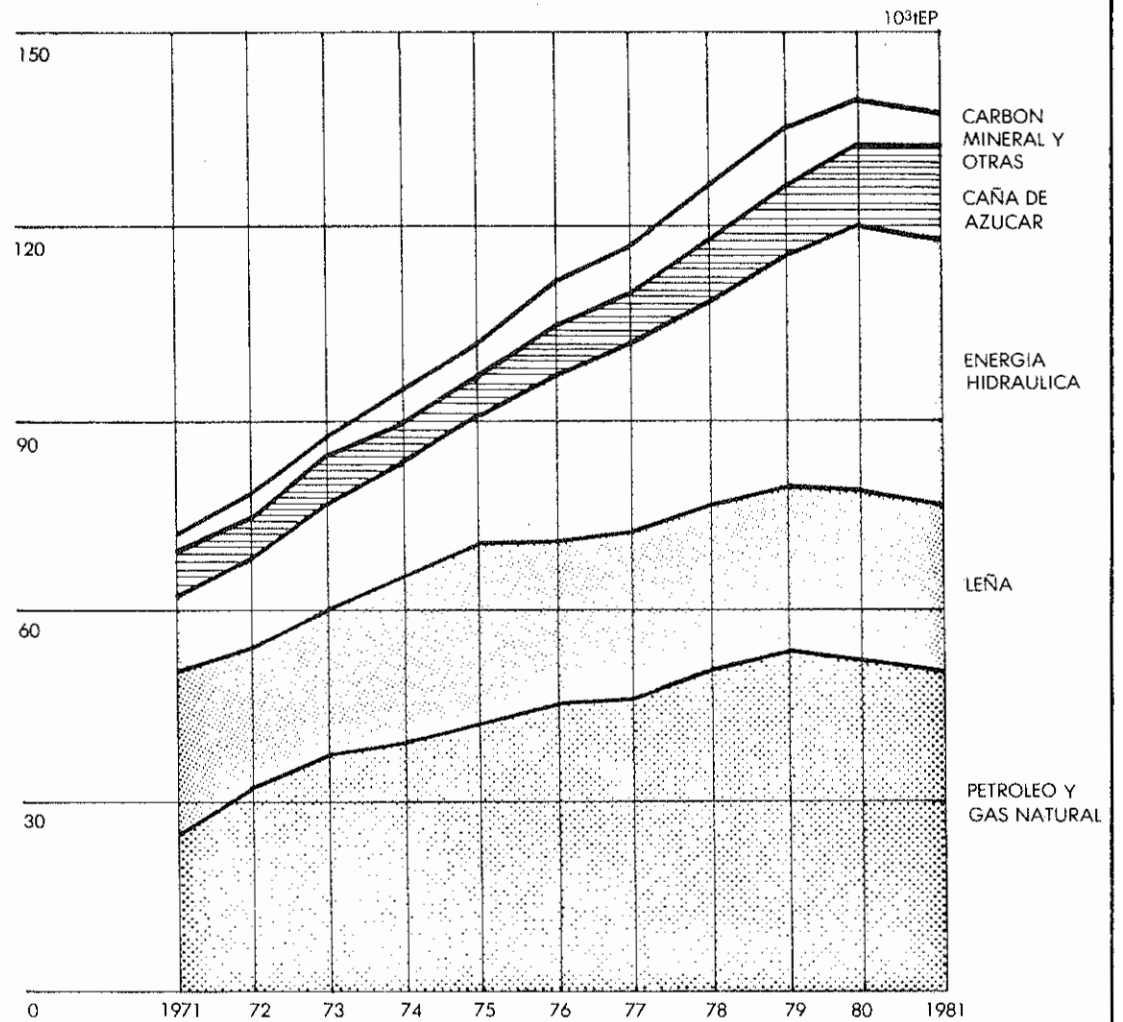
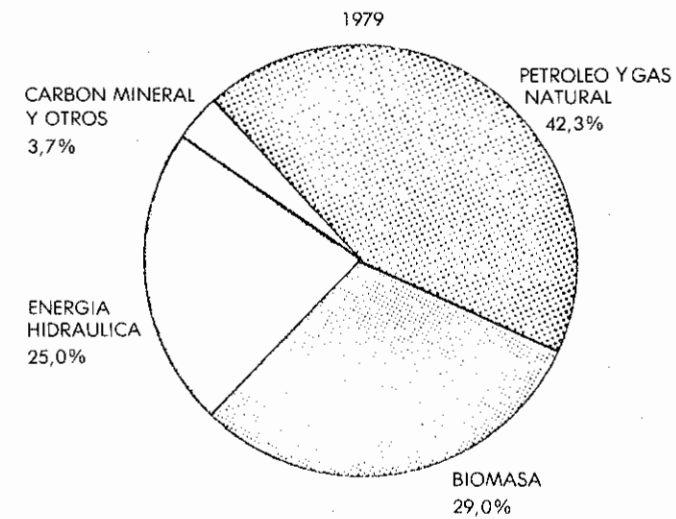
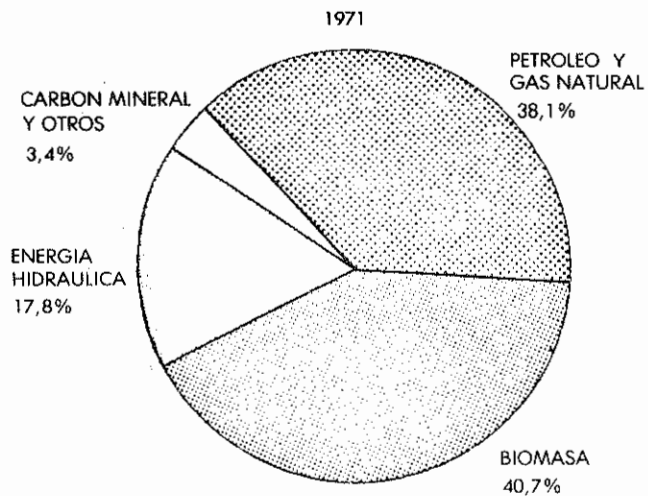
- Uso regional de las fuentes energéticas con minimización del transporte de energía.
- Diversificación de las fuentes energéticas con el uso de pluralismo tecnológico.

Por lo tanto, el modelo energético a ser adoptado debería basarse en tres líneas básicas:

- Conservación de energía;

FIGURA 1
BRASIL

TOTAL DE FUENTES PRIMARIAS EVOLUCION DEL CONSUMO



Fuente: BALANCE ENERGETICO NACIONAL/1982, MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA

CUADRO 11

CONSUMO Y ESTRUCTURA DE CONSUMO DE ENERGIA PRIMARIA

ENERGIA PRIMARIA	CONSUMO EN 1969		CONSUMO EN 1979	
	1.000 tep	%	1.000 tep	%
1. No renovable	24.111	42,9	53.596	45,4
1.1 Fósiles				
Petróleo	21.673	38,5	47.975	40,7
Gas Natural	96	0,2	498	0,4
Carbón Mineral	2.342	4,2	5.123	4,3
Esquisto				
1.2 Nuclear				
2. Renovable	32.218	57,1	64.189	54,6
2.1 Biomasa				
Alcohol	27		1876	1,6
Bagazo de Caña	2.520	4,5	5.489	4,7
Leña	18.999	33,7	20.469	17,4
Carbón Vegetal	1.191	2,1	2.976	2,6
2.2 Hidráulica	9.481	16,8	33.379	28,3
2.3 Otras Fuentes (Solar, eólica etc)				
TOTAL	56.329	100,0	117.785	100,0

FUENTE: Modelo Energético Brasileiro - Ministerio das Minas Energia - Maio/81.

CUADRO 12

BRASIL

RECURSOS Y RESERVAS ENERGETICAS (1)

FUENTE	UNIDAD	EN 31.12.79.		EN 31.12.81.	
		CANTIDAD	EQUIVALENCIA ENERGETICA 1.000 TEP	CANTIDAD	EQUIVALENCIA ENERGETICA 1.000 TEP
1. No Renovable			6.572.000		
1.1 Fósiles					
Petróleo	m ³ x 10 ³	198.000	166.000	237.700	199.660
Gas Natural	m ³ x 10 ⁶	45.000	41.000	60.287	54.861
Oleo de Xisto	m ³ x 10 ³	672.000	565.000	672.000	565.000
Carbón Mineral	t x 10 ³	22.800.000	4.300.000 (2)	22.610.000	4.270.000 (2)
Subtotal			5.072.000		5.089.521
1.2 Nuclear					
Uranio (U ₃ O ₈)	t	215.000 (4)	1.500.000 (5)	266.300 (4)	1.855.000 (5)
2. Renovable					
Hidráulica	GW/año (3)	106.500	271.000/año	106.500	271.000/año
Turfa	t x 10 ³			3.154.000	240.000

(1) No incluye otros recursos energéticos renovables.

(2) Coeficientes de conversión variables y admitiendo recuperación del 50% en la labranza.

(3) Energía firme.

(4) A costos inferiores a 43 US\$/lb.

(5) Consideradas las pérdidas de mineración y beneficiamiento y sin considerar el reciclo de plutonio y uranio residual.

FUENTES: Modelo Energético Brasileiro - Ministerio das Minas Energía - Maio/81.
Balance Energético Nacional - Ministerio das Minas Energía - 1982.

CUADRO 13

BRASIL

PETROLEO: COMERCIO EXTERIOR

AÑO	IMPORTACIONES DE PETROLEO	IMPORTACIONES DE PETROLEO
	IMPORTACIONES TOTALES	EXPORTACIONES TOTALES
	%	%
1973	13,5	12,6
1974	23,9	38,0
1977	31,7	31,4
1978	30,8	33,3
1979	36,1	42,5
1980	43,1	49,2

FUENTE: Modelo Energético Brasileiro - Ministerio das Minas e Energia - Maio/81.

- Aumento de la producción y de las reservas de petróleo Nacional;
- Máxima utilización de fuentes nacionales de energía y sustitución del consumo de derivados de petróleo.

4.1.2 Metas

Definidas las líneas básicas, fueron trazadas las estrategias de acción y establecidas las metas a ser alcanzadas dentro del plazo básico del modelo, que fue establecido para 1985. Es importante registrar que tales metas y plazos no son irreductibles, pudiendo ser adaptados o alterados de acuerdo con factores adversos y coyunturales.

Además, podrán ocurrir alteraciones en el caso de que surjan cambios en los parámetros básicos utilizados para calcular el consumo estimado de derivados de petróleo para 1985 (cerca de 1.700.000 barriles por día) y que fueron:

- Tasa de crecimiento del PIB de 6% al año;
- Tasa de crecimiento de la población de 2.5% al año;
- Tasa de crecimiento del consumo de derivados de petróleo de 7% al año.

Las metas del Modelo Energético Brasileño están demostradas en el cuadro 14.

Así, en 1985, las necesidades de petróleo que excedan al límite de 1.000.000 barriles por día, con auto-suficiencia en 50%, deberán ser satisfechas mediante la sustitución de sus derivados por otras fuentes energéticas nacionales.

Esas mismas fuentes nacionales serán responsables también, por satisfacer la demanda creciente de energía del País, respondiendo en 1985, por cerca de 65% de las necesidades energéticas.

CUADRO 14

BRASIL - ATENDIMIENTO DE LA DEMANDA DE PETROLEO EN 1985
FUENTES DE ABASTECIMIENTO DE PETROLEO Y DE LOS SUBSTITUTOS
NACIONALES DE SUS DERIVADOS

Fuentes	Abastecimiento		
	bep/d	1.000 tep	Unidad/año
1. PETROLEO	1.000.000	48.750	
Nacional	500.000	24.375	
Importado	500.000	24.375	
2. FUENTES ALTERNATIVAS	500.000	24.375	
— Renovables	350.000	17.063	
• Alcohol	170.000	8.288	10,7 X 10 ⁹ litros
• Madera y carbón vegetal	120.000	5.850	25 x 10 ⁶ t, en madera
• Hidráulica	60.000	2.925	10.086 GWh
— Norenovables	135.000	6.581	
• Carbón mineral energético	100.000	5.363	14,6 x 10 ⁶ t
• Xisto	25.000	1.218	9 x 10 ⁶ t
— Otras	15.000	731	
3. CONSERVACION DE ENERGIA	200.000	9.750	
TOTAL	1.700.000	82.875	

FUENTE: Modelo Energético Brasileiro - Ministerio das Minas e Energia - Maio/81

4.1.3 Políticas de Incentivación

Uno de los instrumentos utilizados por el Gobierno para la efectiva implantación de ese programa, fue el establecimiento de una política de precios de los productos energéticos buscando estimular su producción. Las premisas básicas de esa política se refieren a las alteraciones de los precios de los derivados de petróleo en función del precio internacional del mismo, y la política de devaluación cambial, bien como la garantía de remuneración del capital aplicado en la generación de tales productos energéticos, de modo a incentivar la participación del sector privado.

De esa forma, el precio al consumidor de la quilocoría del producto energético nacional sustituto, será siempre menor que el precio de la quilocoría del derivado de petróleo. Así por ejemplo, el precio al consumidor del alcohol hidratado será como máximo, 59% del precio de la gasolina común. En lo relativo al carbón mineral energético, el precio de venta al consumidor de su quilocoría será como máximo, 70% del precio de venta de la quilocoría del aceite combustible de menor precio.

Por lo tanto, es necesario destacar, que una política de incentivo a la producción y consumo de energéticos alternativos, debe partir de una decisión centralizada del Gobierno, con previo conocimiento de todas sus implicaciones económicas y financieras, sin olvidar de sus posibles impactos políticos y sociales.

De otra forma no se consigue quebrar una estructura de producción y consumo tradicional y centralizada en valores económicos y financieros.

4.1.4 Resultados Alcanzados

En el presente trabajo, enfocaremos la par-

ticipación y las posibilidades de las fuentes nuevas y renovables de energía en las matrices energéticas de los países de América Latina. Por esta razón, deberíamos mantenernos exclusivamente en el análisis de la tercera línea básica del modelo brasileño, cual es, la utilización de fuentes nacionales de energía y sustitución del consumo de derivados de petróleo. Sin embargo, queriendo dar una idea objetiva y más clara de los esfuerzos que están siendo desarrollados por el Brasil, nos gustaría informar rápidamente algunos datos actuales referentes a las dos primeras líneas básicas del referido modelo.

Es así que, en lo referente a la conservación de energía, nuestro país ha conseguido mantener prácticamente estable el consumo total de petróleo y fuentes alternativas, no obstante haber registrado un crecimiento del 14% en el producto interno bruto entre 1978 y 1982.

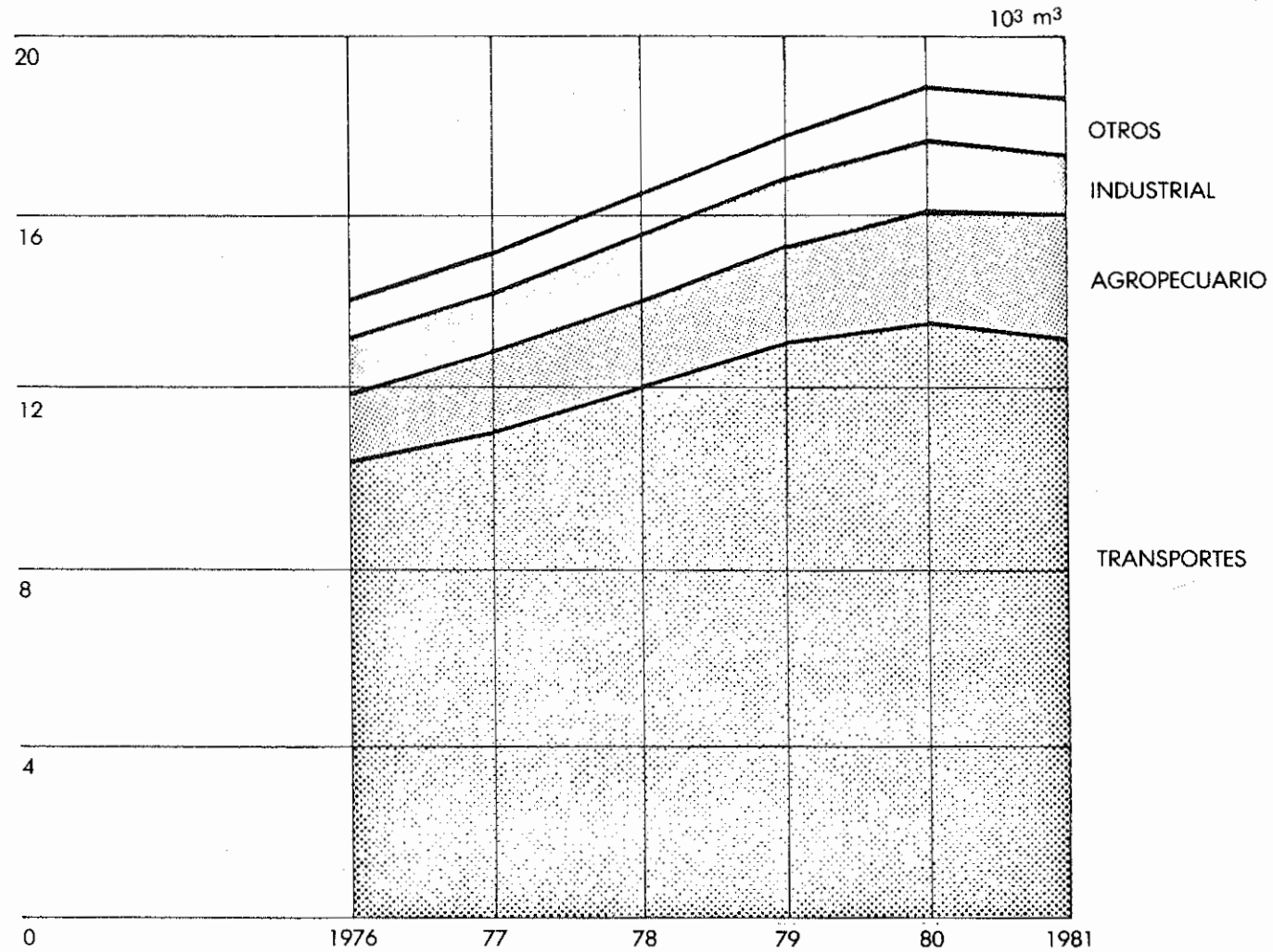
De un consumo de 1.130.000 barriles de petróleo por día en 1979, el consumo deberá pasar para cerca de 1.146.000 barriles por equivalentes de petróleo por día, en 1983. Para este último valor las FNRE responderán por cerca de 10%. Las figuras 2, 3 y 4 muestran la estabilidad (y hasta la reducción) del consumo de los principales derivados de petróleo desde 1976 hasta 1981.

En lo referente a la producción nacional de petróleo podemos informar que, en 26.12.82 el Brasil produjo 310.000 barriles por día, lo que representa doblar la producción interna de petróleo en un período de cuatro años.

Esta producción representa una economía de cerca de 10 millones de dólares por día, a más de disminuir la dependencia externa de petróleo de 82% en 1979 para 68% en 1982.



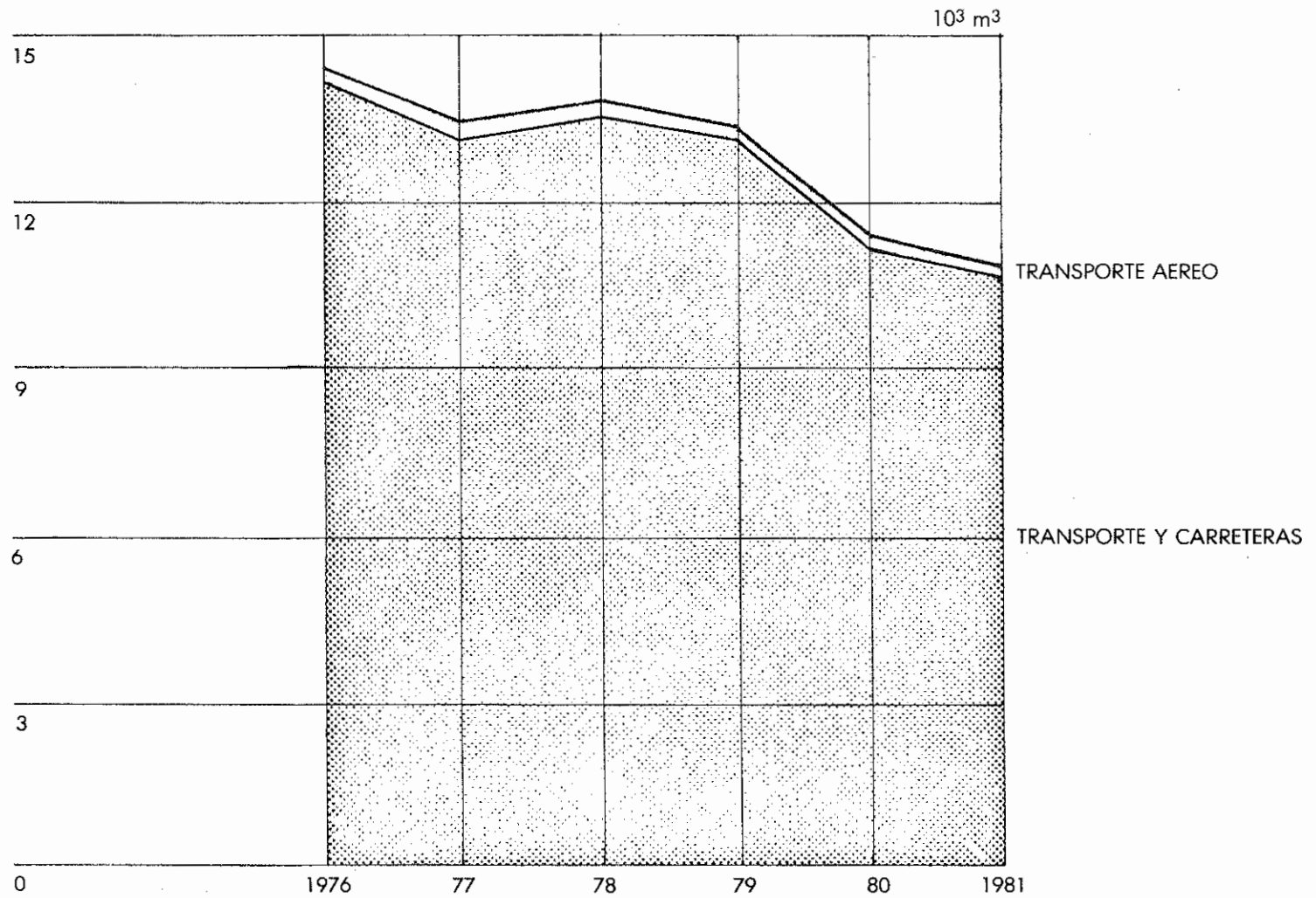
FIGURA 2
BRASIL
DIESEL — EVOLUCION SECTORIAL
DEL CONSUMO TOTAL



Fuente: BALANCE ENERGETICO NACIONAL/1982

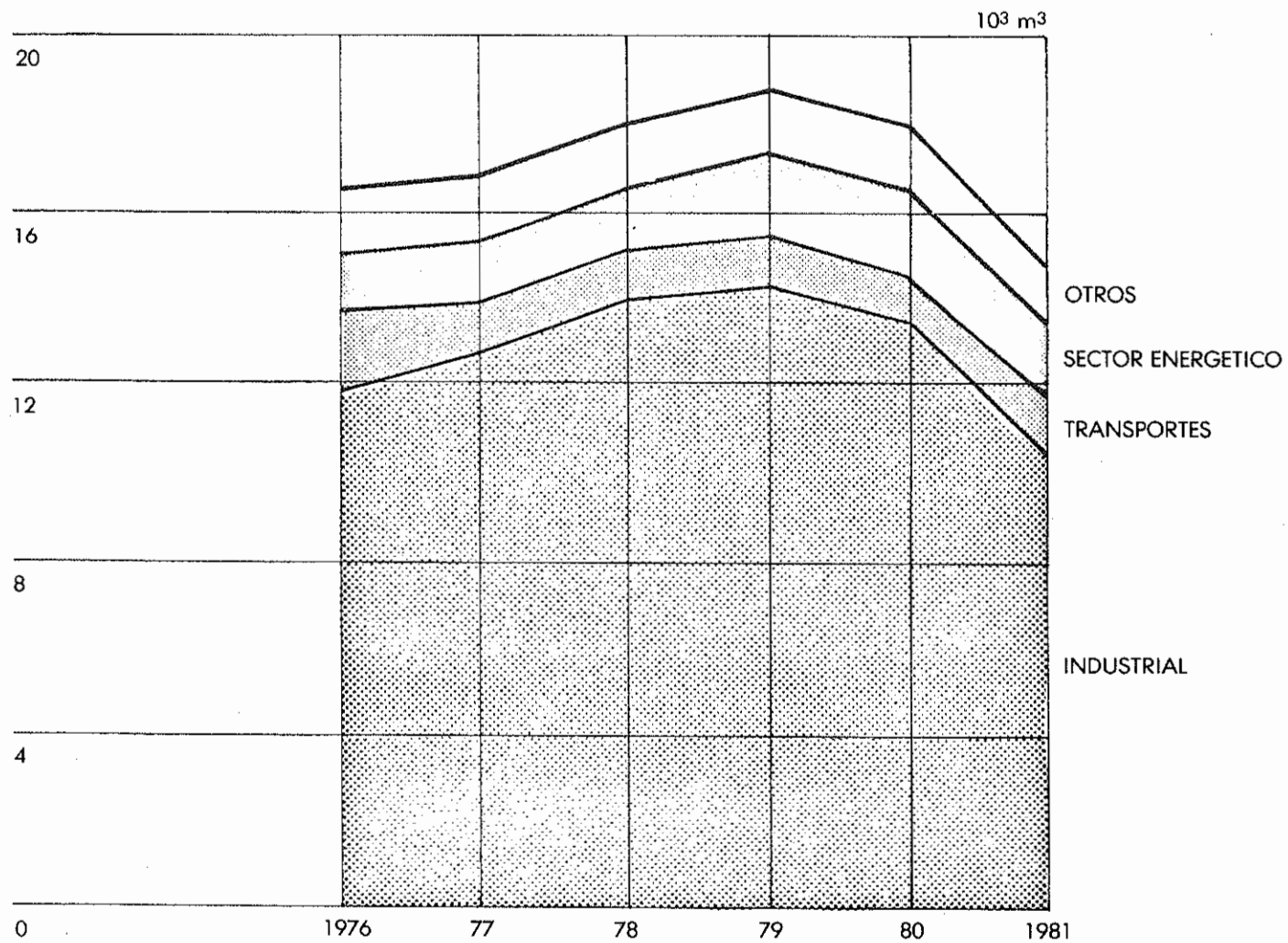
FIGURA 3

BRASIL
GASOLINA — EVOLUCION SECTORIAL
DEL CONSUMO TOTAL



Fuente: BALANCE ENERGETICO NACIONAL/1982,
MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA

FIGURA 4
BRASIL
ACEITE COMBUSTIBLE — EVOLUCION
SECTORIAL DEL CONSUMO TOTAL



Fuente: BALANCE ENERGETICO NACIONAL/1982,
 MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA

Estos resultados son aún más expresivos, si consideramos que en este mismo período las reservas de petróleo crecieron de 198 millones de m³, para 234 m³ lo que representa un crecimiento de 18% en reservas medidas en un período de dos años.

Dicho esto, volvamos a las fuentes nuevas y renovables que componen el Modelo Energético Brasileño.

4.2. EL ALCOHOL

El haber escogido el alcohol como combustible auto-motor alternativo, se debe al hecho de que el Brasil ya poseía una larga tradición en el cultivo de la caña de azúcar (materia prima más expresiva en el programa) y en su transformación, sea en azúcar, sea en alcohol. Además, experimentos sobre el uso del alcohol en motores del ciclo Otto, comienzan a ser realizados en las décadas de 30 y 40, y mismo la mezcla del alcohol anhidro a la gasolina, ya se constituía en una práctica común en el Brasil.

4.2.1 Objetivos del "PROALCOOL"

El 14 de Noviembre de 1975, el Gobierno Federal, instituyó el "PROALCOOL", Programa Nacional del Alcohol que, además del objetivo primero de economizar divisas, también se proponía alcanzar varios otros, entre ellos:

- Expansión de la frontera agrícola nacional a través de la incorporación al proceso productivo de tierras todavía no cultivadas;
- Aumento del volumen de pedidos de máquinas y equipos a la industria nacional, destinados a los proyectos de expansión e implantación de destilerías;
- Mejora de las condiciones ambientales en los grandes centros urbanos, debido al menor grado de contaminación provocado por el uso del alcohol carburante;

- Crecimiento de la renta interna, por el uso de factores de producción actualmente ociosos o mal empleados, principalmente tierra y mano de obra;

Reducción de las disparidades regionales de renta, llevando en consideración que mismo las regiones de baja renta disponen de condiciones mínimas para la producción de materias primas sobretodo de la yuca, en volúmenes adecuados a la producción de alcohol.

4.2.2 Metas del "PROALCOOL"

En su etapa inicial, comprendiendo el período de 1975 a 1979, el "PROALCOOL" tuvo como meta la producción de 3 mil millones de litros de alcohol, que debía ser alcanzada en 1980. Este volumen propuesto permitiría una adición de hasta 20% de alcohol a la gasolina consumida en el País.

En esta etapa, se dió mucho énfasis a la producción de alcohol de tipo anhidro (99,8°GL) que es el adecuado para la mezcla con la gasolina.

En 1979 fue establecida una nueva meta del "PROALCOOL", previéndose la producción de 10,7 mil millones de litros de alcohol en 1985. Este volumen corresponde al crecimiento del consumo previsto para la gasolina en este mismo período y está distribuido en:

- 3,1 mil millones de litros de alcohol anhidro para mezclar con la gasolina en un porcentaje de 20%, para aproximadamente 7.300.000 vehículos sin cualquier modificación o regulación de sus motores;
- 6,1 mil millones de litros de alcohol hidratado para permitir el abastecimiento

de 1,7 millones de vehículos movidos exclusivamente a alcohol, de los cuales se preveía 1,225 millones de vehículos nuevos y 475.000 vehículos con motores convertidos de gasolina para alcohol;

- 1,5 mil millones de litros de alcohol para la alcohol-química.

4.2.3 El uso de la tierra

La consecución de la meta de producción de 10,7 mil millones de litros de alcohol demandará una área plantada total con las materias primas destinadas al alcohol, de cerca de 4,5 millones de hectáreas, que representan apenas 3,6% del total del área apta para labranza temporal y permanente en el País, estimada en 123 millones de hectáreas por el Ministerio de Agricultura. Este bajo porcentaje de ocupación del área apta para la labranza, muestra que no existe posibilidad de amenaza a la producción de alimentos. Además, ya se encuentran bastante diseminadas dos tecnologías de plantar leguminosas (frejol, soya, maní, etc.) en las mismas tierras utilizadas por la caña de azúcar.

La primera de ellas, llamada "Consortamiento", permite el cultivo de las leguminosas entre las hileras de la caña de azúcar. La otra, denominada "Rotación", se basaba en plantar leguminosas en los meses de estación lluviosa, aprovechando la inactividad en el cultivo de la caña y permitiendo el enriquecimiento del suelo, debido a la presencia de nitrógeno fijado por las raíces de las leguminosas.

4.2.4 Tecnología Industrial y Agrícola

La producción de alcohol está integralmente basada en la tecnología brasileña disponible para el sector, agregada de una serie de perfeccionamientos introducidos luego del nuevo enfoque atribuido al producto.

El alcohol a partir de otras materias primas, principalmente de la yuca, no era fabricado en escala comercial en el Brasil.

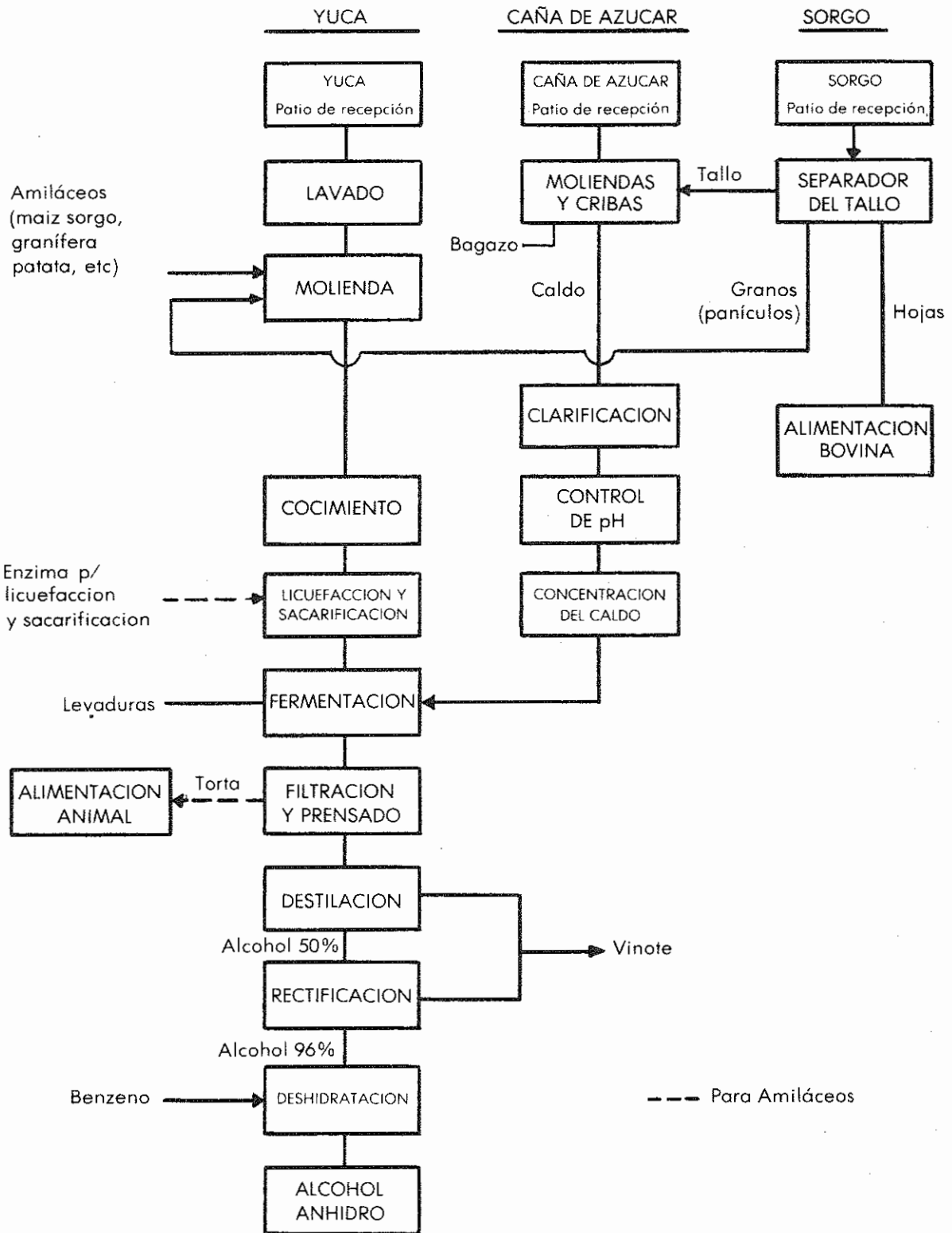
El Gobierno Federal, a través de instituciones de investigación, privadas o no, emprendió un esfuerzo grande para desarrollar un sistema tecnológico viable tanto del punto de vista técnico como económico. Consecuentemente, está completamente establecido el paquete tecnológico para la fabricación del alcohol a partir de la yuca. Los aspectos tecnológicos para la utilización del sorgo sacarino en la producción de alcohol están completamente ecuacionados, llevándose en consideración que su proceso es muy parecido al de la caña de azúcar. En el caso de la madera, se encuentra en etapa de instalación una unidad de demostración que se basará en tecnología desarrollada en el País y en el exterior. Esta unidad deberá entrar en operación en 1983 con producción de 30.000 litros/díarios de alcohol de madera.

La fabricación de alcohol a partir de la caña de azúcar puede ser realizada en dos tipos de unidades industriales: en las destilerías anexas a las usinas de azúcar y en destilerías autónomas. En las primeras, el alcohol es producido fundamentalmente a partir de la melaza, sub-producto de la fabricación del azúcar; sin embargo, en varias de ellas se procesa también el jugo de caña a fin de aumentar la producción de alcohol. Las unidades autónomas se dedican exclusivamente a la fabricación de alcohol a partir del jugo de caña.

Las destilerías de alcohol a partir de otras materias primas que no sea la caña de azúcar, son todas autónomas. La figura 5 muestra el flujograma simplificado de la producción de alcohol a partir de la caña de azúcar, yuca y sorgo.

FIGURA 5

PRODUCCION DE ALCOHOL A PARTIR DE LA YUCA, CAÑA DE AZUCAR Y SORGO



El período de producción de las destilerías de alcohol es determinado por la zafra de las respectivas materias primas utilizadas. En el caso de la caña de azúcar, este período es una media de 6 meses, pudiendo ser extendido con la utilización de riego en el cultivo de la caña, en regiones donde esta práctica es recomendada, o con la utilización asociada del sorgo sacarino.

La fabricación de alcohol a partir de la yuca puede extenderse por un período más largo, en general, de 10 meses, siendo interrumpida en los períodos intensamente lluviosos cuando arrancar las raíces es una tarea extremadamente difícil. El uso de raspa de yuca durante este período, puede contribuir para extender la operación de estas unidades por un tiempo mayor.

Todos los emprendimientos alcohólicos deben prever, desde la etapa de proyecto, la utilización que será dada al vinote, subproducto de la fabricación de alcohol que debido a su alta tasa de DBO, no puede ser lanzado en el curso de los ríos.

Actualmente, la principal utilización del vinote ha sido como fertilizante en el propio cultivo de caña.

4.2.5 Localización de Destilerías

La localización de los emprendimientos alcohólicos para atendimento al "PROALCOOL" no posee restricciones rígidas. Sin embargo, algunos criterios deben ser observados al definir la localización de estas destilerías.

En primer lugar, como estas unidades procesan materias primas agrícolas perecibles, su localización debe considerar la aptitud agrícola de la región cercana. En este sentido, la mayor parte de los estados Brasileños, disponen de mapas de aptitud agrícola para los principales cultivos, entre éstos,

los considerados energéticos. Estas informaciones auxilian la definición de la macro-localización de los emprendimientos. La micro-localización demanda estudios más detallados.

Para que los proyectos de alcohol sean encuadrados en el PROALCOOL, es imprescindible la comprobación de que el plantío de los cultivos energéticos no provocará el desplazamiento de cultivos alimenticios.

Los emprendimientos alcohólicos, debido a las características de las materias primas que utilizan, están generalmente localizados en la zona rural, un poco alejados de los centros urbanos. Entre tanto, la definición de su localización debe considerar también otros aspectos, a más de los mencionados anteriormente:

- Proximidad de centros de consumo;
- Facilidad de acceso para flujo de la producción;
- Disponibilidad de agua;
- Posibilidad de aprovechar el vinote.

4.2.6 Capacidad Productiva

La CENAL - Comisión Ejecutiva Nacional del Alcohol clasificó las destilerías de alcohol de acuerdo con su capacidad instalada de producción, en 3 categorías:

- Microdestilerías - hasta 5.000 l/día
- Minidestilerías - de 5.000 a 30.000 l/día
- Macrodestilerías - superior a 30.000 l/día

La mayor parte de las unidades alcohólicas que han sido instaladas en el País, son macrodestilerías, con predominancia de 120.000 l/día. Estas unidades tienen su

tecnología y factibilidad económico - financiera perfectamente ecuacionadas.

Las microdestilerías cuya producción deberá ser, básicamente, destinada al consumo dentro de la propia propiedad rural, se encuentran en etapa de prueba, sin presentar todavía informaciones conclusivas sobre su factibilidad técnica y económica. La concepción técnica de estas unidades es mucho más simple que las destilerías de mayor porte, con la finalidad de ecuacionar la deseconomía de escala que ocurre con la reducción de la capacidad instalada.

Las minidestilerías, cuya concepción es semejante a la de las macrodestilerías fueron creadas con el objetivo de dirigir las para el abastecimiento regional de alcohol de tipo hidratado. Estas unidades todavía están en etapa de pruebas técnicas y económicas, pero ya surgen como una opción más adecuada para regiones que no presentan tradición en el cultivo y proceso de materias primas energéticas.

4.2.7 Política de Empleos

Los programas de generación de energía alternativa en implantación en el Brasil, entre ellos el PROALCOOL, son grandes demandadores de mano de obra, principalmente en lo relativo al sector agrícola. Esta generación de empleos se reviste de fundamental importancia por que está concentrada en la zona rural, en áreas situadas fuera de los grandes centros urbanos.

Por estos motivos ofrecen a sus empleados una buena infra-estructura de vida, incluyendo salud, habitación, educación y recreo.

El entrenamiento de esta mano-de-obra, es realizado en los centros especializados vinculados a las entidades de clase del sector industrial (SENAI—Servicio Nacional de Apre-

dizaje Industrial y SESI— Servicio Social de la Industria) y a las universidades. Entre tanto, la mayor parte del esfuerzo de entrenamiento de mano-de-obra para el sector alcohólico, es realizado por las propias empresas del sector.

El cumplimiento de la meta de producción de 10,7 mil millones de litros de alcohol en 1985 corresponderá a la generación de 409.000 empleos, de los cuales 336.000 (82%) en el sector agrícola y 73.000 en el sector industrial.

4.2.8 Política de Precios

Entre las medidas que componen el Programa del Alcohol, tiene gran importancia la fijación de un límite de precio de venta al consumidor del alcohol hidratado carburante en relación a la gasolina. Actualmente, según determinaciones gubernamentales, el precio del alcohol no puede exceder a 59% del precio que el consumidor paga por la gasolina automotiva. Hoy, esta relación es de US\$ 0.39(*) por litro de alcohol hidratado, para US\$ 0.67 (*) el litro de gasolina. A nivel de consumidor, no existe ningún tipo de incentivo de precio estipulado por el Gobierno para el alcohol anhidro que es mezclado a la gasolina, ya que se paga por éste el precio estipulado para la gasolina. El precio de venta al consumidor es uniforme en todo el territorio nacional.

Los precios del alcohol recibidos por los productores son fijados de acuerdo con los precios del azúcar, usando actualmente la equivalencia en precio, de 38 litros de alcohol a 100° GL a un saco de azúcar cristal standar de 60 kg, lo que equivale a US\$ 0.37 (*) el litro de anhidro y US\$ 0.35 (*) para el hidratado. Al mismo tiempo, el precio del azúcar es estipulado con base en los costos de producción de la caña de azúcar y de su proceso.

(*) US\$ = Cr \$ 250,00.

El cuadro 15 ilustra los costos de producción del alcohol en comparación con el costo internacional de la gasolina.

CUADRO 15

ALCOHOL — COSTOS COMPARATIVOS

Alcohol Anhidro	38 a 41 dólares por barril
Alcohol Hidratado	45 a 51 dólares por barril
Gasolina Automotiva	42 dólares por barril (*)

Diciembre/82

* Costo Internacional

FUENTE: Secretaría de Tecnología Industrial - Ministerio de Ind. y Comercio.

4.2.9 Situación Actual de PROALCOOL

Hasta el momento, el PROALCOOL dispone de 385 proyectos para montar destilerías de alcohol. Estas unidades cuando estén operando a plena capacidad, aumentarán cerca de 7,6 mil millones de litros de alcohol por año, a la capacidad ya existente antes del programa. En 1983 deberán ser aprobados nuevos proyectos que adicionarán 800 millones de litros de alcohol por año.

De los 385 proyectos, 175 son de destilerías anexas y 210 son de destilerías autónomas (197 de caña, 11 de yuca, 1 de sorgo sacarina y 1 de coco vavassu).

DE los 23 estados brasileños, solamente uno no cuenta con proyecto aprobado de destilería de alcohol. A pesar de esta aparente dispersión, existe una gran concentración de proyectos en los estados tradicionales productores de caña azúcar, tales como, Sao Paulo (153), Pernambuco (34), y Alagoas

(29) que, en conjunto, son responsables por 52% de la capacidad total aprobada para el País, hasta el momento.

Considerando la capacidad instalada de producción de alcohol en el País anterior al PROALCOOL, estimada en 900 millones de litros, y la capacidad de los proyectos encuadrados en el programa, se puede admitir que, 81% de la meta de producción inicialmente propuesta correspondiente a 10,7 mil millones de litros, ya se encuentra asegurada.

Las aplicaciones acumuladas de recursos del PROALCOOL hasta el final de 1982, alcanzarán US\$ 3.5 mil millones; la distribución de estos recursos de 1976 a 1983 son mostrados en la figura 6.

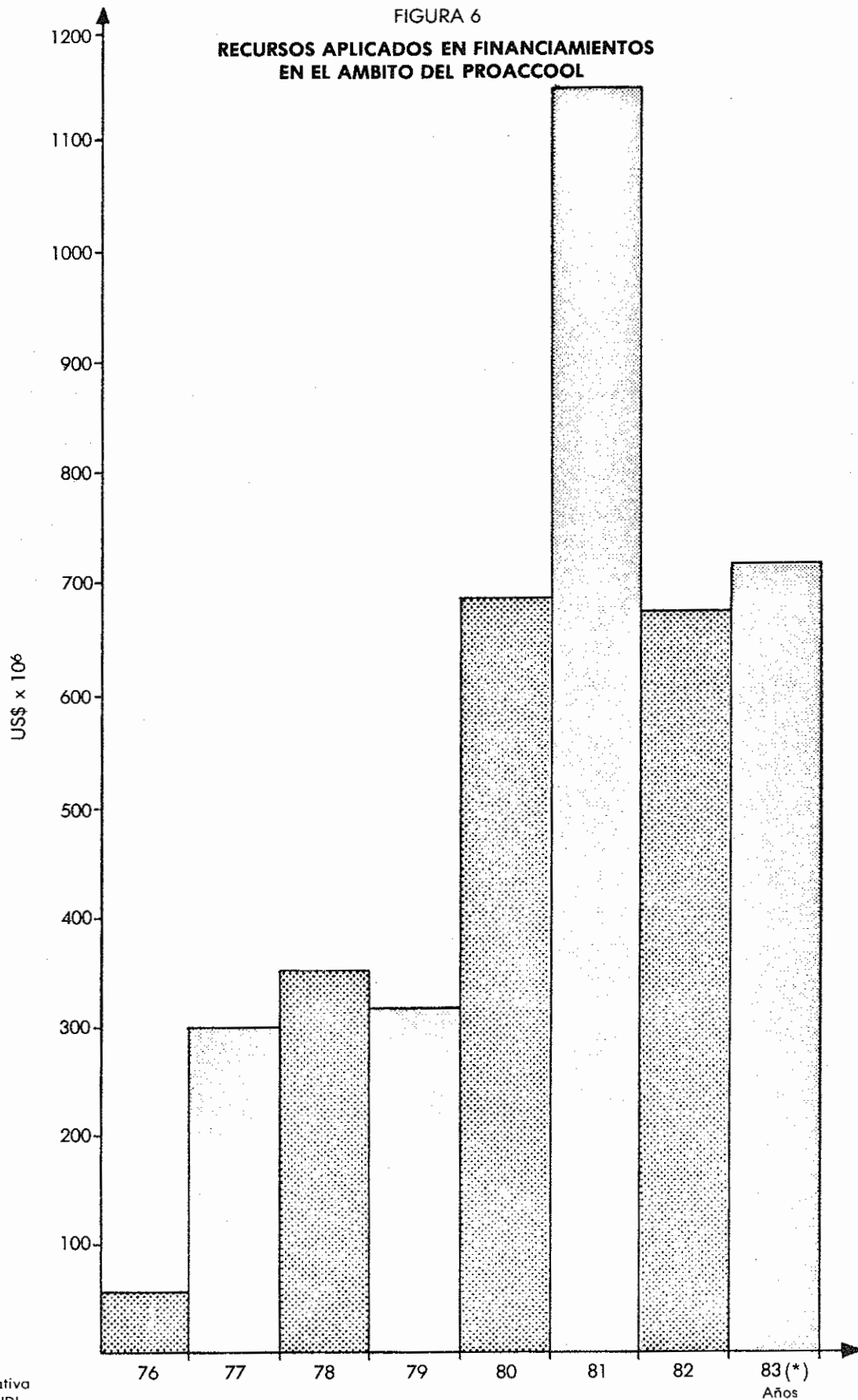
Para 1983 está prevista la aplicación de cerca de US\$ 715 millones. La evolución de la producción brasileña de alcohol está presentada en la figura 7.

El valor de la producción del alcohol fabricado en la presente zafra es estimado en US\$ 1,8 mil millones y representará una oferta de 78.000 barriles equivalentes de petróleo por día, cerca de 1/4 de la producción nacional de petróleo. Considerados los precios internacionales de la gasolina, esta producción representa una economía de divisas del orden de US\$ 1.23 mil millones, apenas en esta zafra.

Esta oferta asegurará plena garantía de abastecimiento a cerca de 600.000 vehículos movidos exclusivamente a alcohol, comercializados hasta 1982, así como otros 8 millones de vehículos que utilizarán gasolina conteniendo 20% de alcohol. Para 1983 está prevista una comercialización de cerca de 360.000 mil vehículos exclusivamente a alcohol, correspondiendo a cerca de 50% de la producción brasileña de vehículos en aquel año. La figura 8 ilustra estos datos.

FIGURA 6

**RECURSOS APLICADOS EN FINANCIAMIENTOS
EN EL AMBITO DEL PROACCOOL**

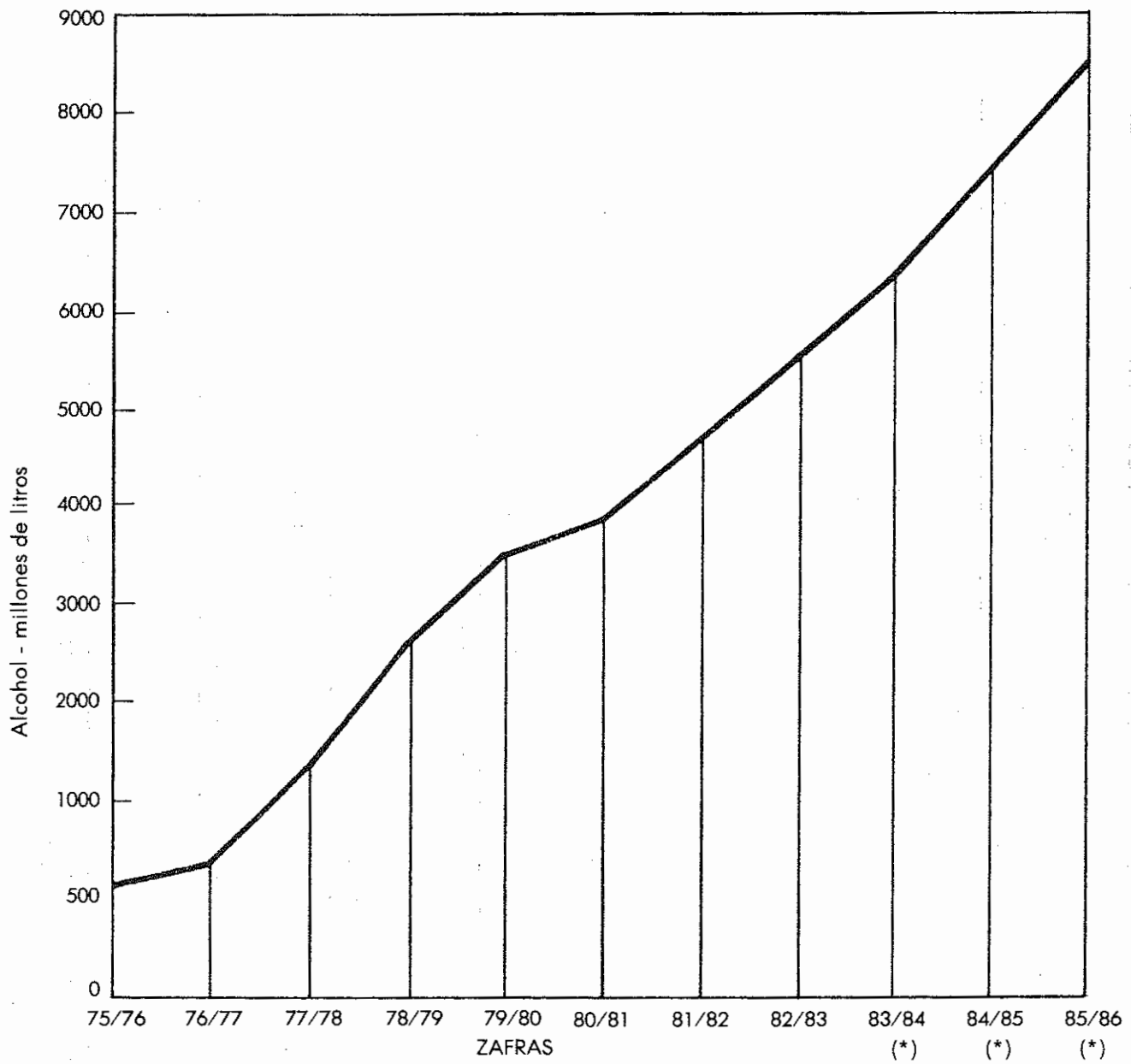


(*) - Estimativa
Fuente: INDI

FIGURA 7

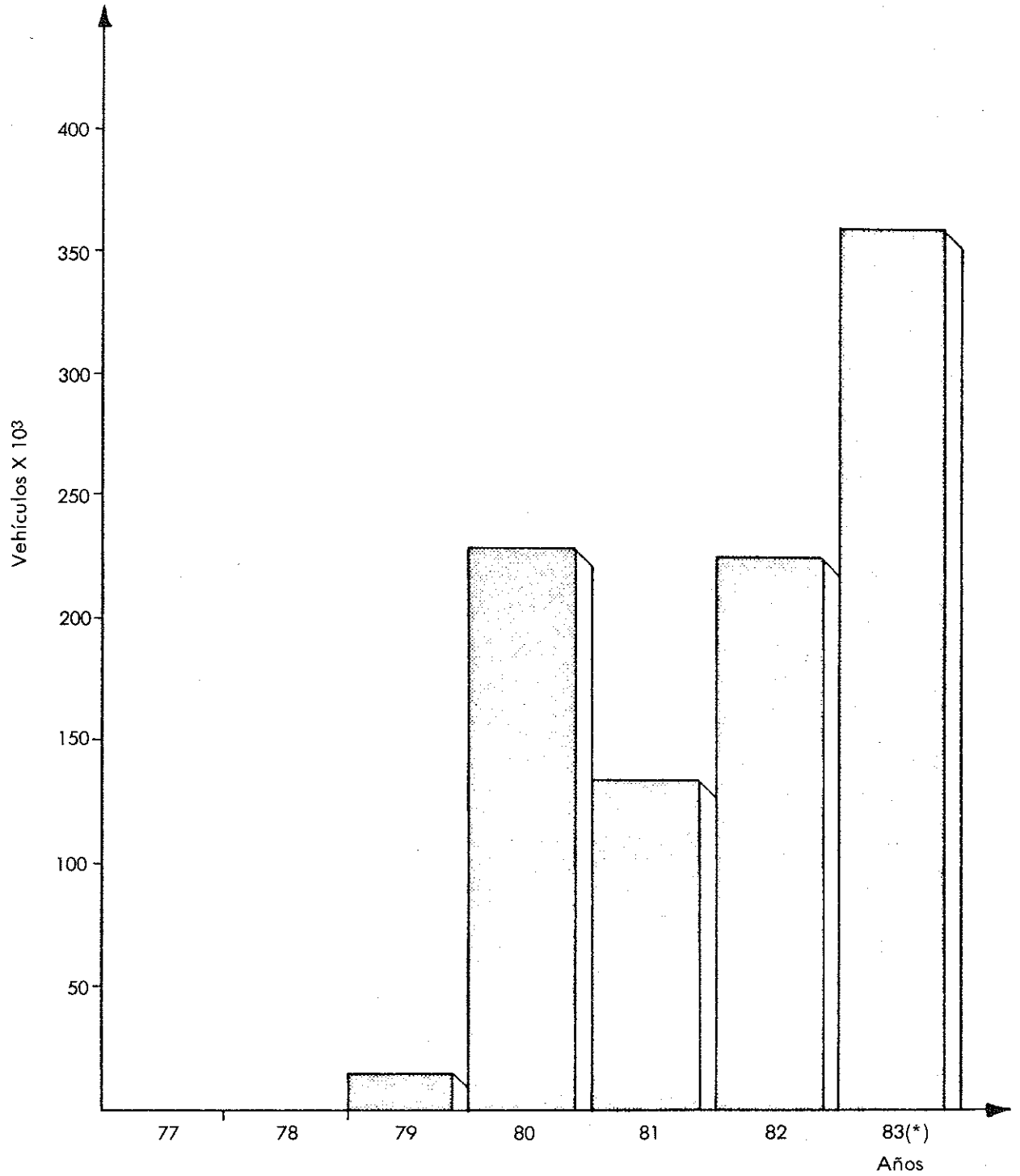
PRODUCCION BRASILEÑA DE ALCOOL

PRODUCCION



(*) ESTIMATIVA
Fuente: MIC/IAA

FIGURA 8
VENTAS DE VEHICULOS A ALCOOL



(*) - Estimativa
Fuente: INDI

Obs: Incluye vehículos exportados experimentalmente para Paraguay, E.U.A., Haití, Australia, Venezuela y otros.

CUADRO 16

BRASIL
PRODUCCION DE CARBON VEGETAL

(1.000 ton)

PAIS	1975	1976	1977	1978	1979	1980
Argentina	296	307	325	498	329	371
Brasil	4.606	4.137	4.072	4.068	4.732	5.549
Costa Rica	12	12	13	13	13	14
Chile	3.713	3.711	3.743	3.885	ND	ND
Grenada						0,3
Haití	302	317	334	352	371	391
Honduras	8	8	8	8	8	8
Jamaica			13	13	13	13
Nicaragua	17	17	18	18	17	18
Panamá	1	1	1	1	1	ND
Perú	178	172	174	177	178	180
República Dominicana	415	438	451	480	492	572
Uruguay	1	1	1	1	1	2
Venezuela		3	ND	3	3	ND

FUENTE: Estadísticas Energéticas de América Latina
 OLADE- Organización Latinoamericana de Energía.
 ND- No Disponible.

Estos vehículos serán atendidos por cerca de 2.000 puestos de reventa de alcohol actualmente en funcionamiento.

Los proyectos de alcoholquímica ya en operación deberán consumir aproximadamente 324 millones de litros en la presente zafra.

Actualmente los proyectos ligados al alcohol emplean directamente 234.000 trabajadores, siendo 39.000 en el área industrial y 195.000 en el área agrícola. En la actual zafra, las ventas del sector deberán alcanzar US\$ 1,500 millones y la recaudación de ICM deberá alcanzar US\$ 216 millones (*).

Los sueldos pagos a los trabajadores agrícolas, en la actual zafra, están estimados en US\$ 400 millones. De la misma forma, los trabajadores del sector industrial recibieron aproximadamente US\$ 220 millones en salarios (*).

4.3 CARBON VEGETAL Y LEÑA

4.3.1 Reseña Histórica

El carbón vegetal es utilizado industrialmente en el Brasil desde 1916 y fue responsable por toda la producción de arrabio y acero brasileño hasta 1946. En esta época entró en operación la Usina Siderúrgica de Volta Redonda, que utiliza carbón mineral.

La producción brasileña de carbón vegetal en 1980 fue de 5,5 millones de toneladas (22,2 millones de metros cúbicos), consumidas principalmente en el Estado de Minas Gerais, como insumo de su siderurgia a carbón vegetal. Detalles comparativos de esta producción en relación a los demás países de América Latina están presentados en el cuadro 16.

(*) US\$ 1,00 = Cr. \$ 250,00.

En 1980 fueron producidos en el País, a base de ese energético, 4,9 millones de toneladas de arrabio correspondientes a aproximadamente 40% de la producción nacional, 3,1 millones de toneladas de acero equivalentes al 20% del total brasileño, 870 mil toneladas de arrabio de fundición y 518 mil toneladas de ligas de hierro, correspondientes a 94% de la producción total del sector en el País.

La siderurgia a carbón vegetal contribuyó para la balanza comercial del País en 1981, a través de la generación de US\$ 304,2 millones, vía exportación de arrabio y aleaciones de hierro, y del ahorro indirecto de US\$ 165 millones, por la no importación de carbón mineral que sería necesario para la producción del mismo volumen de arrabio.

A nivel del Estado de Minas Gerais, la producción de carbón vegetal alcanza cerca de 5 millones de toneladas por año (20 millones de m³ por año), correspondiendo a un ingreso anual de US\$ 180 millones (*). Tal volumen corresponde a 90% de la producción brasileña de carbón vegetal o a cerca de 60% de la producción brasileña de arrabio. Por esto mismo, el carbón vegetal alcanza 19% de la oferta de energía en la matriz energética del Estado de Minas Gerais, conforme ilustrado en el cuadro 17.

CUADRO 17

MINAS GERAIS — MATRIZ ENERGETICA

	1981
Petróleo	35%
Energía Hidroeléctrica	25%
Carbón Vegetal	19%
Leña	12%
Otros	9%
TOTAL	100%

FUENTE: INDI.

4.3.2 Objetivos y Metas del Programa de Florestas Energéticas

Con base en la experiencia ya consolidada de utilización de carbón vegetal en la siderurgia, el Gobierno brasileño procuró incentivar el consumo industrial de biomasa (madera y carbón vegetal) en sustitución al aceite combustible. Considerando la productividad media de las florestas plantadas y técnicamente bien conducidas, en cerca de 70 estéreos/H/año, y la eficiencia de conversión térmica cerca de 70%, se puede deducir que 1 H de floresta corresponde a 45×10^6 Kcal/H/año, o a cerca de 28 BEP/H/año.

La meta para 1985 considera la sustitución de 24% de la demanda de aceite combustible (cerca de 120.000 bep/día) por madera y carbón vegetal.

Para la consecución de esta meta de sustitución, es imperativa la expansión de la oferta de biomasa florestal como garantía de abastecimiento de materia-prima, sin detrimento del atendimento a las necesidades de madera para usos tradicionales.

Procurando alcanzar esos objetivos, fue elaborado el "Programa Nacional de Florestas Energéticas" englobando tanto la explotación de florestas nativas como la expansión de las áreas reflorestadas.

Para la efectivación de ese Programa, se estimó la necesidad de reflorestar en 1981, aproximadamente 300.000 hectáreas, y de crecer en los próximos cinco años, a una tasa anual de 100.000 hectáreas, sumando un total de cerca de 2.400.000 hectáreas en el período 1981-1986.

El costo de ese Programa, de 1981 a 1986, fue estimado, a precios medios de 1980, en cerca de US 2,0 mil millones, de los cuales 92% se refieren a los gastos con re-

florestación, destinando el resto a la construcción de hornos para fabricación de carbón y a la explotación de reservas nativas. Las metas propuestas visualizan, hasta fines e 1998, una producción acumulada de 497 millones de toneladas de madera, de los cuales 348 millones serán comercializados como tal y el resto será empleado en la producción de 37 millones de toneladas de carbón vegetal.

Las líneas de acción que deberán ser seguidas para alcanzar las mencionadas metas, según las "Directrices para el Area de Agroenergía" del Ministerio de Agricultura, son las siguientes:

- implantación de macigos florestales con la meta de 100.000 H/año, ajustada a la estructura de la demanda de aceite combustible, tanto a nivel regional como también sectorial y respetando las peculiaridades regionales, tanto en términos de clima y suelo, como en términos de estructura agraria;
- promoción y racionalización de la utilización de residuos florestales, resultantes de la expansión de la frontera agrícola;
- fomento al manejo racional de las florestas energéticas;
- atención de los segmentos industriales seleccionados en función de la estructura actual de consumo de aceite combustible y posibles alteraciones tecnológicas, tales como: siderurgia, cerámica, papel y celulose, alimento y bebida;
- concentración de reflorestación para fines energéticos, en las regiones Sur-Este y Nor-Este, iniciándose por los Estados de Minas Gerais, Sao Paulo, Bahía y Pernambuco, en razón de la actual concentración industrial de los sectores consumidores de aceite combustible.

4.3.3 Desarrollo Tecnológico

Es de dominio brasileño la tecnología inherente al desarrollo del "Programa Nacional de Florestas Energéticas", tanto en relación a la reforestación como a la producción y utilización de leña.

Entre tanto, los índices de productividad obtenidos dejan aún a desear, haciendo que la densidad energética de las florestas sea bastante baja. Hay necesidad de especies y progenies menos exigentes en suelos y fertilizantes, así como de técnicas de silvicultura y de manejo capaces de proporcionar mayor productividad económica de las florestas para fines energéticos, principalmente debido a que fueron determinadas, para casos específicos, productividades superiores a 60 estereos de madera/H / año.

La actividad de reforestación en el País se desarrolló en ritmo acelerado a partir de la creación, en 1967, del IBDF— Instituto Brasileño de Desarrollo Florestal, ocasión en que fue adoptada la política de incentivos fiscales para el sector. Así, partiendo de un área reforestada de aproximadamente 34.000 hectáreas en 1967, fueron reforestadas hasta 1981, cerca de 4,5 millones de hectáreas en el País, con base en los incentivos fiscales.

La tecnología de producción del carbón vegetal, desarrollada a lo largo de casi un siglo, también recibió importantes perfeccionamientos en los recientes años. Así, los hornos tradicionales de fabricación de carbón fueron modificados para mejorar el rendimiento y aprovechamiento de los subproductos consiguiendo una producción de 330 kg de carbón y 26 kg de alquitrán por tonelada la leña seca. Además, están realizándose varias investigaciones en el sentido de desarrollar tecnologías más sofisticadas de pirólisis e hidrólisis, con miras a obtener una recuperación máxima de subproductos.

Entre los posibles sectores de promover la substitución de aceite combustible por carbón vegetal o leña, pueden ser citados los de cemento, cerámica, refractarios, textil, papel y celulose, siderurgia, mineración, alimentos y bebidas. Por ésto, un gran número de empresas de estos sectores, además de fabricantes de equipos y organismos públicos, se lanzaron al desarrollo de tecnologías no tradicionales de utilización de leña y carbón vegetal, como por ejemplo:

- gasificación de leña y carbón vegetal;
- quema directa de madera picada y pulverizada;
- producción y quema de carbón pulverizado;
- pelletización de carbón pulverizado;
- "briquetes" de carbón pulverizado;
- preparación y quema de la mezcla de aceite combustible con carbón vegetal;
- mezcla de carbón pulverizado con mineral de hierro, para pelletización.

Todas estas tecnologías se encuentran debidamente probadas y funcionando en carácter comercial en diversas industrias de los tipos más variados, cubriendo no apenas la producción de aire caliente (en hornos, secadores, etc.) o agua caliente, sino también la producción de vapor en substitución a los derivados de petróleo.

4.3.4 Aspectos Comerciales

Por ser una actividad de nivel exclusivamente privado envolviendo pequeños y

grandes productores y, por no haber control por parte del poder público, la leña y el carbón vegetal no poseen una política definida de precios, variando de acuerdo con la fluctuación de la demanda del mercado siderúrgico.

Además, debido a los costos de transporte desde las florestas hasta los centros consumidores, los precios de venta de la leña y carbón vegetal son establecidos en función del local de consumo, con variaciones substanciales entre diversos centros consumidores.

Actualmente, el precio del carbón vegetal en Minas Gerais varía entre 9 y 14 dólares por metro cúbico (36 a 56 dólares por tonelada).

En el caso de la leña, el precio de la leña de reforestación con 25% de humedad está cotizado en 9 dólares por estéreo (metro cúbico apilado) puesto en punto de embarque junto a la floresta.

4.4 HIDROELECTRICIDAD

4.4.1 Reseña Histórica

La energía hidráulica ha sido en los últimos 25 años, una de las más importantes fuentes de energía primaria del Brasil. La figura 1 de la página 22, anteriormente presentada, muestra que la participación de la energía hidráulica pasó de cerca de 18% en 1971 para 27% en 1981. El crecimiento de la producción de energía hidráulica creció en este período a una tasa media geométrica de 9,2%, solamente superada por el carbón mineral energético y por la caña de azúcar.

La producción de energía eléctrica en el País alcanzó 140.588 GWh en 1981 para un consumo de 124.393 GWh. Tal producción es casi exclusivamente de origen hidráuli-

ca, siendo complementada por pequeños parcelas de generación termoeléctrica a carbón y aceite combustible.

El consumo de electricidad en el Brasil es principalmente industrial, con cerca de 68.506 GWh en 1981 (55%), y en menores proporciones para los sectores residencial, comercial y público. La figura (9) ilustra la evolución del consumo de electricidad en los años recientes, donde se puede observar la tendencia de participación, cada vez mayor, del consumo industrial.

4.4.2 Objetivos y Metas para la Energía Hidráulica

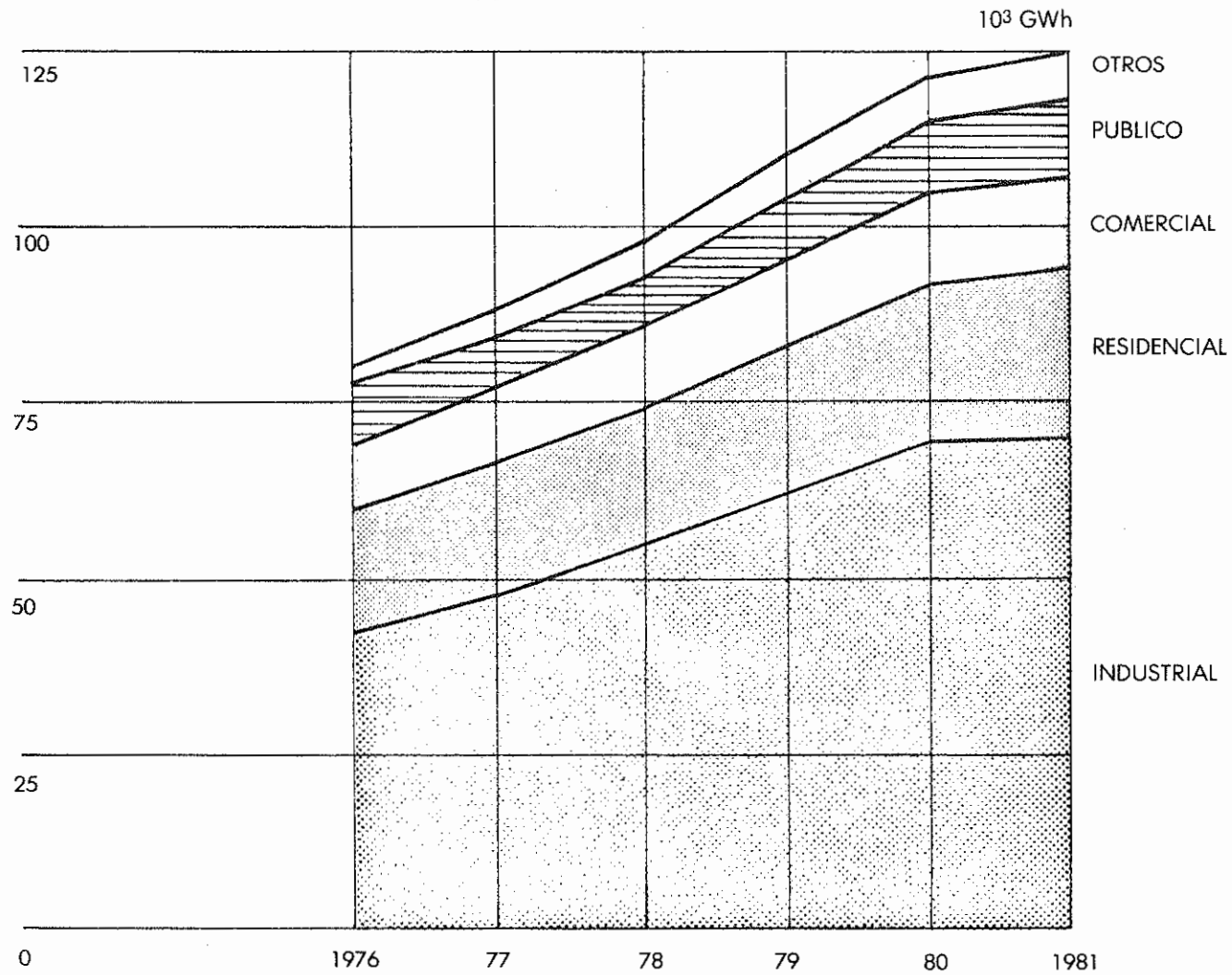
A pesar de esta excelente situación, el Modelo Energético Brasileño dedicaba especial atención a la energía eléctrica como forma de sustitución de otras formas de energía, tales como:

1. En la sustitución de generación a diesel en la mayoría de los auto-productores por la generación hidráulica del sistema eléctrico nacional (concesionaria).
2. En el transporte colectivo urbano y suburbano (ómnibus eléctrico, trenes eléctricos subterráneos (Metros) pre-metros de superficie, trenes eléctricos suburbanos, etc.).
3. En la electrificación del sistema ferroviario (transporte de grandes cargas a grandes distancias o de gran densidad de carga).
4. En la generación de calor por medio de electricidad de fuente hídrica, para sustitución de aceite combustible.
5. En la sustitución de generación termoeléctrica usando aceite combustible, por generación termoeléctrica a carbón mineral.



FIGURA 9

BRASIL
ELECTRICIDAD — EVOLUCION SECTORIAL
DEL CONSUMO TOTAL



Fuente: BALANCE ENERGETICO/1982,
MINISTERIO DE MINAS E ENERGIA

Las tres primeras se refieren a la sustitución de diesel, calculándose para este fin la generación de 3.362 GWh (384 MW medios) correspondiente a 20.000 bep/día en 1985.

El ítem 4, referente a generación de calor, a pesar de casi siempre no ser la electricidad para ese fin, económicamente competitiva con otras formas de energía, es entre tanto, atractiva como alternativa, por sus condiciones técnicas, operativas, ecológicas de seguridad y de confianza de abastecimiento; la necesidad de generación hidroeléctrica, con esta finalidad, está calculada en 6.724 Gwh (768 MW medios) correspondiente a 40.000 BEP/día en 1985.

El ítem número 5, relativo a generación termoeléctrica a carbón, demandará un consumo adicional de 6.000.000 t. de carbón mineral correspondiendo a 36.430 bep/d., valor éste que está incluido en la meta de carbón mineral nacional (110.000 bep/d) en 1985.

Además, el Modelo llevaba en consideración la oportunidad de aumentar la utilización del potencial hidráulico brasileño, evaluado en 213.000 MW de los cuales apenas 11,3% estaba siendo usado hasta fines de 1979.

Para esto, el país ya contaba con una gran experiencia, no apenas en aspectos relacionados con la planificación, proyecto y construcción de plantas, sino también en el suministro de equipos mecánicos, eléctricos y electrónicos relacionados con la generación, transmisión y distribución de electricidad. Esta experiencia cubría desde las pequeñas plantas hasta las centrales hidroeléctricas con más de 1.000 MW de capacidad instalada, o desde las líneas de distribución rural hasta las líneas de transmisión en tensiones superiores a 500 kV.

4.4.3 Estrategias de Acción

El aprovechamiento integral del potencial hidroeléctrico brasileño es de difícil factibilidad económica y técnica, ya que existe un nítido descompás entre la localización geográfica del potencial todavía no aprovechado y el mercado de consumo de energía eléctrica.

De esta forma, las estrategias de acción para el aprovechamiento de la energía hidráulica deberían contemplar:

- Dar prioridad, siempre que existan condiciones naturales (potencial hidroeléctrico) y económicas para el aprovechamiento hidroeléctrico, por tratarse de una fuente renovable, local, limpia, no contaminante y de tecnología nacional ya desarrollada y auto-suficiente.
- Compatibilizar las ventajas del dominio de la tecnología en líneas de transmisión, de tal forma que pueda permitir la transferencia de grandes bloques de energía eléctrica de la región Amazónica para los centros consumidores del Nor-Este, y Sur-Este, con las posibilidades de uso local del potencial hidroeléctrico de la región Amazónica; considerar la construcción de futuros polos industriales de la región, de forma a realizar inversiones apenas en líneas de transmisión, que no se tornen ociosas en el futuro.
- Utilizar, observadas las características económicas y la evolución tecnológica de las turbinas de flujoaxial (tipo bulbo), el aprovechamiento de plantas de caída baja, para las soluciones locales o regionales, de áreas aisladas o ribereñas, particularmente en la región Amazónica.
- Considerar el aprovechamiento de plantas reversibles para atendimento de pun-

ta de carga de los sistemas regionales siempre que sea recomendable, especialmente en el Sur-Este.

- Reactivar, cuando sea posible, las plantas hidroeléctricas paralizadas por ser antiguas o de pequeño porte, así como tratar de optimizar las de medio o grande porte con la instalación de unidades generadoras adicionales o reservorios complementables.
- Permitir el aprovechamiento hidroeléctrico de pequeño y medio portes para uso propio por consumidores privados, especialmente industriales, pudiendo con el exceso de energía, suplir directamente el consumo de localidades cercanas.
- Mantener la plena utilización de empresas de construcción de plantas hidroeléctricas, concesionarias, servicios de ingeniería de construcción, de proyectos y de instalación, fabricación de equipos, llevando en consideración las plantas hidroeléctricas de grande, medio y pequeño porte, que deberán ser construidas en número creciente por todo el País, con la finalidad de dar soporte al programa eléctrico previsto.
- Intensificar la evaluación del potencial hidroeléctrico a nivel de inventario a fin de completarlo en el menos plazo posible.
- Garantizar la meta de 50 millones de kW de capacidad instalada hasta 1985.
- Promover la interconexión de los sistemas eléctricos, a través de un adecuado sistema de líneas de transmisión de energía eléctrica, de forma a optimizar el uso de los reservorios y la diversidad de las estaciones lluviosas, permitiendo mayor seguridad y confianza del servicio y, realizando la integración nacional de las fuentes energéticas regionales.

4.4.4 Las Pequeñas Centrales Hidroeléctricas

El aprovechamiento de las pequeñas caídas es menos económico en relación a los grandes aprovechamientos, pues su costo medio de KW instalado varía entre US\$ $1,3 \times 10^3$ US\$ $2,6 \times 10^3$.

Sin embargo, ofrecen ventajas que deben ser consideradas caso por caso como a seguir:

- Son plantas que pueden localizarse próximas a los mercados consumidores evitando inversiones en pesadas líneas de transmisión, en sub-estaciones y en sistemas de telecomunicaciones, que son muy importantes de llevar en consideración en el costo final de la energía.
- Son plantas que requieren menores reservorios, y que por tanto exigen menores inundaciones de áreas potencialmente agro-cultivables.
- Son plantas que requieren menor tiempo para determinar el local de la represa, proyecto, construcción, permitiendo una solución más rápida a las necesidades de energía.
- Son plantas que usan equipos eléctricos y principalmente mecánicos de menor grado de sofisticación, pudiendo ser fabricados por parques industriales más simples.

Las pequeñas centrales ofrecen aún, la ventaja adicional de poder ser construidas y operadas directamente por los usuarios, razón por la cual la ELECTROBRAS — Centrales Eléctricas Brasileñas S.A. elaboró un Manual de Pequeñas Centrales Hidroeléctricas. Este Manual tiene como objetivos la consolidación de la tecnología existente en el País relativa a las pequeñas centrales, permitiendo estudiar, proyectar, construir y operar estas plantas de modo económico, de tal forma a conseguir una tecnología de bajo costo.

Un estudio reciente, hecho para el Estado de Sao Paulo, identificó 80 locales donde sería posible la instalación de plantas de pequeño porte (superiores a 1 MW), alcanzando un potencial instalado total de 442 MW (228 MW firmes). de este Total, 23 locales pueden recibir plantas cuyo costo de implantación es de aproximadamente US\$ 1.3 x 10³ por kW, representando un potencial instalado de 179 MW.

4.4.5 Aspectos de Comercialización de la Energía Eléctrica

En los últimos años, con el objeto de aprovechar la disponibilidad de energía eléctrica ocasionada por la disminución de las actividades de la industria, el Gobierno Brasileño procuró estimular aún más la sustitución de derivados de petróleo por la energía eléctrica obtenida en la generación hidráulica.

Fueron entonces concedidos diversos incentivos, tales como el ofrecimiento de tarifas especiales para actividades de riego (tradicional consumidora de diesel) y para actividades industriales con miras a la exportación de productos con elevado contenido energético. En estos casos, la tarifa normal de energía eléctrica firme, podría ser reducida para hasta 1/6 de su valor.

Además, aprovechando las características básicamente hidráulicas del sistema de generación de energía, el Gobierno trató de obtener una mayor utilización de la potencia instalada, ofreciendo tarifas reducidas para abastecimientos interrumpibles a criterio de las empresas concesionarias, obediendo la disponibilidad del sistema eléctrico interconectado. De este modo fueron establecidas dos tarifas especiales conforme ilustra la figura 10.

La primera de ellas es la Energía Temporal no Garantizada ESNG, que puede ser utili-

zada por un período máximo de 2.200 horas dentro de cada año hidrológico.

La otra es la Energía Garantizada por un Tiempo Determinado - EGTD que puede ser usada por un período de hasta 6.000 horas.

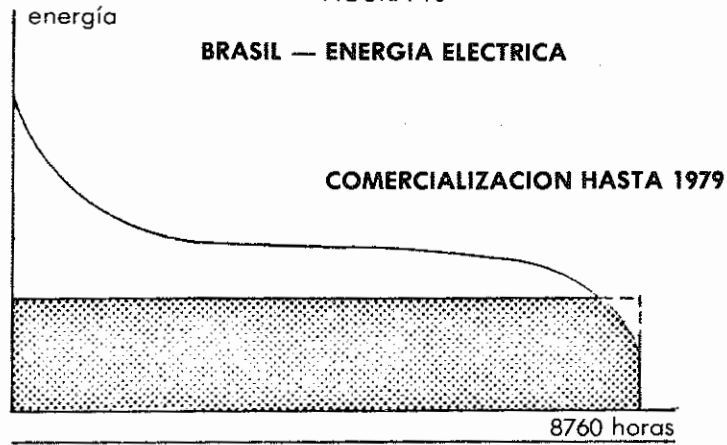
Con estas medidas, se pretende alcanzar mayores porcentajes de sustitución de derivados de petróleo en los siguientes tipos de industrias.

- Textiles, principalmente acabados
- Cuero
- Bebidas
- Panaderías, confiterías
- Lácteos
- Vidrio
- Plásticos
- Siderurgia básica
- Fundición de hierro, acero y aleaciones de hierro
- Fundición de no-ferrosos
- Producción primaria de no-ferrosos
- Niquelado, cromado, etc.
- Tratamientos térmicos
- Fertilizantes.

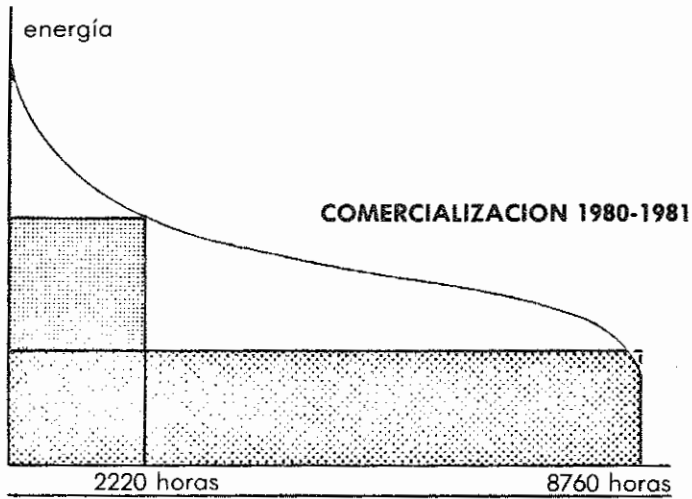
El número de estas industrias que se benefician de estas tarifas ya pasó de dos centenas, representando una sustitución de cerca de 15.000 barriles equivalentes de petróleo por día, pudiendo llegar hasta 35.000 bep/día al final de 1983.

FIGURA 10

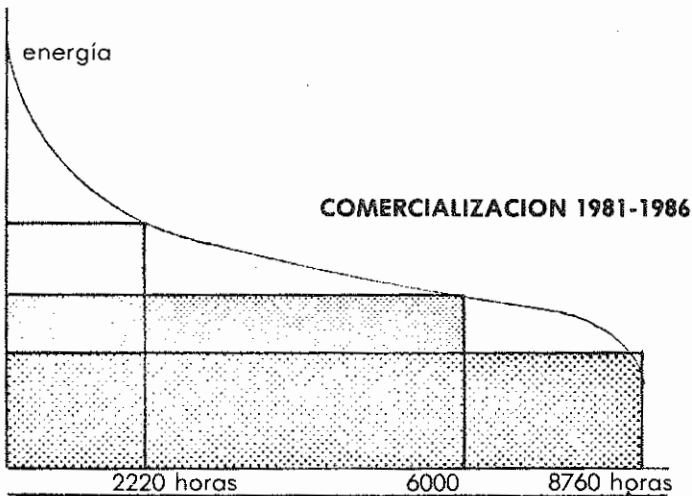
BRASIL — ENERGIA ELECTRICA



■ Energía firme para cada clase de consumo
Ninguna flexibilidad



■ Energía firme para cada clase de consumo
■ Energía temporal no garantizada para electricidad consumida
en substitución a derivados de petróleo (autorizada en Sep/80)



Obs: Potencia media para Factor de Carga a 70%

■ Energía firme
■ Energía temporal
no garantizada

■ Energía garantizada por tiempo determinado
Industrial
Disponibilidad 82/84 = 5 millones kWh/año
Disponibilidad 85/86 = 3,5 millones kWh/año

4.5 TRANSICION ENERGETICA 1979/1983

Las metas previstas en el Modelo Energético Brasileño para atender a la demanda de petróleo en 1985 (ver cuadro 18) deben ser alcanzadas en su totalidad.

Los programas de acción descritos en este trabajo indican efectivos progresos en esa dirección, demostrando que el Modelo tiene efectivos chances de concretizarse, no apenas en el sentido de cumplir las metas establecidas, más, principalmente en el aspecto de cumplirlas dentro de las premisas de auto-suficiencia energética con autonomía tecnológica.

5. CONCLUSIONES

Es evidente que las soluciones para los problemas energéticos están íntimamente relacionados a las cues-

tiones económicas, sociales, fisiográficas e inclusive al desarrollo político de cada País. Por esta razón, consideramos fuera de las posibilidades de este trabajo, la tarea de indicar los tipos de fuentes energéticas más armoniosas con tales cuestiones dentro de la realidad de cada País de América Latina.

Sin embargo, la aparente dificultad de buscar soluciones regionales o locales para los problemas de dependencia energética, no debe ser una barrera inhibidora de los esfuerzos que nuestros países necesitan realizar en el campo de la energía.

No debe servir también de pretexto para medidas postergatorias o mismo de alcance limitado en relación a los indispensables programas de utilización de fuentes nuevas y renovables de energía.

Los largos plazos de maduración de estos programas y la necesidad, ya detectada por el Banco Mundial, de que los países en desarrollo tienen que triplicar su

CUADRO 18

BRASIL

PREVISION DE CONSUMO DE PETROLEO Y SUBSTITUTOS NACIONALES

FUENTE	(BEP/DIA)		
	1985	1983	1983/1985
Petróleo importado	500.000	570.000	
Petróleo y gas nacional	500.000	400.000	0,80
Alcohol carburante	170.000	78.000	0,46
Carbón mineral	110.000	33.000	0,30
Energía Hidráulica	60.000	35.000	0,58
Madera y carbón vegetal	120.000	20.000	0,17
Otros	40.000	10.000	0,25
TOTAL	1.500.000	1.146.000	0,76

Fuente: INDI

Ministerio das Minas e Energía.



oferta de energéticos hasta fines de este siglo, de modo a mantener sus previsiones de crecimiento, también indican la necesidad de un trabajo conjunto, de modo a optimizar la utilización de los recursos humanos y financieros disponibles.

Según el Banco Mundial, en el período de 1982/1980 serán necesarios cerca de 14.000 millones de dólares americanos, apenas para realizar estudios de pre-factibilidad, siendo 9.000 millones de dólares exclusivamente en hidroelectricidad. Los recursos invertidos en fuentes alternativas (extra hidroelectricidad) deberán alcanzar 450 millones de dólares por año.

El cambio del panorama energético de los países Latinoamericanos adquiere también una connotación que juzgamos muy importante hacer énfasis en este encuentro. Así, es interesante destacar que la utilización de las fuentes nuevas y renovables implica en cambios de muchos hábitos tradicionales de los Gobiernos y mismo hasta de las personas en sus actividades diarias dentro del hogar. Además de este cambio, es necesario modificar inclusive el antiguo hábito colonial de consultar exclusivamente a los países del hemisferio norte, todas las veces que se presentan dificultades en las áreas de tecnología y economía.

No se trata de provocar discrepancias con los países del Norte, más, principalmente, de utilizar las capacidades tecnológicas que los países del hemisferio sur poseen en grado tan elevado cuanto cualquier otro.

La utilización intensiva de las FNRE se presenta como un excelente campo para un trabajo conjunto entre los países de América Latina y también entre éstos y los países del hemisferio norte. Tanto los unos como los otros ya reconocen la contribución importante que tales fuentes pueden ofrecer para la solución de los problemas globales de energía, llevando en consideración la necesidad de preservar al máximo las reservas de petróleo y otras fuentes energéticas no renovables.

Nuestro país, a través de la entusiasta administración del Sr. Ministro César Cals, se encuentra totalmente a disposición de nuestros amigos de América Latina y Europa para estrechar la colaboración y para un íntimo esfuerzo de intercambio de experiencia en este campo.



USO RACIONAL DE ENERGIA EN LA INDUSTRIA TEXTIL "LA EXPERIENCIA DE COLOMBIA"

Hugo Serrano

SUPERINTENDENTE SERVICIOS
TECNICOS ENKA - COLOMBIA

RESUMEN

Colombia posee recursos energéticos suficientes y diversificados. Sin embargo, enfrenta el problema, difícil de resolver a corto plazo, de que los consumos se encuentran concentrados sobre el recurso más escaso. Esto hace necesario un gran esfuerzo no solamente de sustitución sino también de uso racional de la energía.

El país tiene claramente definido su futuro energético. El Estudio Nacional de Energía (ENE), terminado recientemente, plantea claramente el uso de los recursos en los diferentes sectores y en distintos escenarios de desarrollo.

El ENE analizó en detalle los sectores industriales que consumen un alto porcentaje de la energía demandada por la industria. Entre estos sectores no está el textil. Sin embargo, se ha continuado con el estudio de otros sectores industriales. Recientemente se elaboró uno sobre el sector textil. Debido a la carencia de información sobre el tema, fue necesario encuestar un grupo de empresas. El estudio, en su versión preliminar, muestra que los consumos están dentro de los estándares americanos y que las posibilidades de ahorro no son muy significativas. Proporciona además una serie de recomendaciones.

Las empresas tienen conciencia sobre el tema energético por muchas razones. Ello las ha conducido a realizar una serie de proyectos orientados a ahorrar energía con excelentes resultados económicos. La información fue difícil de obtener, pero se logra pre-

sentar una lista de realizaciones y un conjunto de proyectos que están preparados y cuya realización dependerá de que se mejore la situación económica de las empresas y de que el Gobierno otorgue estímulos económicos y financieros para llevarlos a cabo.

Resulta estimulante participar en un Seminario de esta naturaleza, en el que se podrá sentir el afán de todos los sectores industriales por ahorrar uno de los recursos estratégicos, en las actuales circunstancias, como es el de la Energía.

En el campo textil se cuenta con algunas experiencias, aún no muy sistematizadas. Sin embargo, su enumeración y la presentación de los programas futuros pueden ser de gran interés para orientar y coordinar los esfuerzos de todos.

Este trabajo fue posible realizarlo gracias a la valiosa colaboración de los ingenieros de algunas de las más importantes empresas textiles. (*)

1. Colombia fue exportador de petróleo durante varias décadas, pero inició las importaciones de hidrocarburos a comienzos de la primera crisis del petróleo en 1973. Exportó un alto porcentaje de sus reservas cuando los precios eran muy bajos y se convirtió en importador en la época de los precios crecientes. Esta situación llevó a plantear se-

(*) Darío Posada y Carlos Iván Jaramillo de Coltejer; Gustavo Lince y Néstor Mejía de Fabricato; Saúl Melo y Hugo Serrano de Enka; Aníbal Arango de Tejicóndor.

rios temores sobre los impactos que tendrían las importaciones sobre la balanza exterior del país. Afortunadamente la bonanza del café y de otros rubros del sector externo así como la exportación de algunos derivados del petróleo redujeron considerablemente esos impactos.

En los últimos años, gracias al esfuerzo exploratorio, se reversó la tendencia en la producción de crudos y la esperanza actual es la de que el país retorne en algunos años a la autosuficiencia.

2. No puede decirse que Colombia afronte una crisis de recursos energéticos, porque, en verdad, dispone de cantidades apreciables de carbón, de un inmenso potencial hidroeléctrico, que apenas está aprovechando en un 5%, de importantes yacimientos de gas y, muy probablemente, de algunos minerales radioactivos. Su ubicación geográfica le permite utilizar también las fuentes no convencionales de energía entre las cuales se destacan la solar y la biomasa.

El recurso crítico es el petróleo, cuya búsqueda es afanosa, especialmente en zonas promisorias.

El problema energético del país surge entonces del hecho bien significativo de que el uso de los recursos energéticos está en relación inversa con las disponibilidades. Es decir, que los consumos están centrados en el recurso más escaso, como es el petróleo, mientras que el recurso más abundante satisface una parte muy reducida de las necesidades. De allí surge la importancia de los ahorros, del uso racional y de los procesos de sustitución de energía. En algunas zonas se está acelerando la sustitución de hidrocarburos líquidos por gas y por carbón.

3. En los actuales momentos el país se halla embarcado en dos grandes proyectos, además de intensificar la actividad exploratoria en el área petrolera, uno de los cuales tiene que ver con la exploración del carbón en gran escala, para atender especialmente las necesidades del exterior, mientras que el otro se centra en el desarrollo hidroeléctrico, cuya capacidad, para finales de siglo, se debe multiplicar por cinco.

4. La política energética se ha concentrado en activar la exploración petrolera, adecuar los precios a las tendencias del mercado mundial y sustituir por carbón y gas algunos de los grandes consumos de derivados líquidos.

En el año de 1979 el país emprendió el Estudio Nacional de Energía, cuyo objetivo se sintetiza en las siguientes palabras del Ministro de Minas y Energía: "...permitirá contar con un mecanismo a través del cual es posible simular diferentes alternativas o escenarios energéticos sobre un horizonte de tiempo que se extiende hasta el año 2.000. Con su ayuda se podrán analizar los diversos segmentos que tienen que ver con el campo de la energía, establecer y estudiar las interacciones entre cada uno de ellos, allegar elementos de juicio para la toma de decisiones, y sugerir orientaciones y metas encaminadas a lograr un uso racional de nuestros recursos naturales y una asignación eficiente de nuestros factores productivos".

5. En relación con la industria el Estudio Nacional de Energía anota lo siguiente: (1)

La industria consume algo más del 30% de la energía total y la tasa promedio anual de crecimiento del consumo fue del 3.3% entre 1970 y 1979. Sin embargo, en el caso del petróleo dicha tasa es negativa (-2.7%), que contrasta con la de la electricidad que es superior al 8% anual. Para lo que resta del siglo la participación de la industria se incrementará.

La composición de la demanda por energía en el sector industrial será la siguiente para el año 1990:

Eléctrica	18%
Carbón	48%
ACPM	12%
Kerosene	2%
Fuel oil	9%
Gas natural	11%

(1) Estudio Nal. de Energía: Pg. 110, 113, 224, 226.

Los productos cuyo consumo crecerá a una mayor tasa son: energía eléctrica (8.5%) carbón (6.3%), ACPM (5.2%) y gas natural (5.5%). Es notable el decrecimiento del kerosene (-0.8%) y del fuel oil (-0.2%). Estos crecimientos serán mayores o menores según sea el escenario en que se desarrollen la economía y la industria.

Se espera que continúe el proceso de sustitución de derivados de petróleo por carbón y energía eléctrica.

"Sobre conservación de energía es poco lo que se puede decir puesto que no existe información adecuada sobre los usos de la energía y la eficiencia de cada producto en cada uso. En términos calóricos agregados, sin considerar esas eficiencias, la demanda por energía crece a una tasa de 5.4% por año, menor que la de la producción industrial, hecho que se refleja tanto en la conservación inducida por el crecimiento en los precios de los productos, como en el cambio de la composición de la demanda. Por ejemplo la energía eléctrica, que es el producto más eficiente en la mayoría de los usos finales, aumentará su participación de un 13% de la energía total en 1980, a un 18% en 1990 y a un 20% en el 2.000. El carbón pasa del 42% en 1980 al 48% en 1990 y al 49% en el 2.000, siendo suministrado el resto de la energía por los derivados del petróleo y por el gas natural" (1).

Esta composición puede sufrir variaciones de acuerdo con las políticas de precios, especialmente de los derivados del petróleo. Esta política es casi la única posibilidad de conservación y sustitución de energía a través de medidas de carácter general para la industria. Tratándose de sectores, en cinco de los cuales se encuentra el 80% del consumo energético industrial y que fueron estudiados por el ENE (petroquímico, cementos, alimentos y bebidas, siderúrgica, papel y pulpa) se encuentran posibilidades específicas que deben ser estimuladas a través del crédito de fomento (1).

(1) ENE Pg. 231.

(1) ENE Pg. 656.

6. El sector industrial, por su parte, está adquiriendo conciencia del problema energético, no solo como uno que afecta sensiblemente a la economía global sino, muy en particular, porque es de especial relevancia en la propia empresa. A ello han contribuido dos foros que se han realizado sobre el uso racional de la energía en la industria; la literatura que los gremios de la producción han distribuido sobre el tema; (x) los planes que ha desarrollado cada empresa y que tratan de ser imitados por otras; la acción de centros universitarios que están actuando tanto en el campo académico (planeación energética) como en el práctico empresarial (balance de energía y ahorro energético).

7. El anterior marco nos sitúa adecuadamente para comprender la experiencia textil colombiana.

7.1 El Sector textil ha sido uno de los más afectados por la crisis económica actual. En 1980 había 500 establecimientos que ocupaban 72.000 personas. Su producción representaba el 10.2% de la producción bruta industrial nacional; su aporte al valor agregado industrial era del 11.3% y el consumo de energía eléctrica en el sector representaba el 13.4% del total consumido en la industria.

El Cuadro N°. 1 resume la situación comparativa entre los años 1974 y 1980 en los diferentes subsectores. Las cifras de la crisis actual no se conocen todavía.

7.2 El Estudio Nacional de Energía ha venido realizando algunos estudios sobre sectores específicos, entre los cuales se encuentra el sector textil, cuyos principales hallazgos preliminares se resumen a continuación. Para poder realizarlo fue necesario adelantar una encuesta en 16 empresas representativas del sector (1).

(x) Manual de ahorro de Energía Eléctrica en la Industria (ISA-ANDI) y Gestión Energética en la Industria (Ministerio de Energía de España).

(1) Kirchenheim, Gerhard von; "Energy consumption in colombian textile industry". Estudio Nacional de Energía, Bogotá, D.E. Noviembre 1982 (mimeo)



El consumo energético promedio fue de 4.7 mwh/ton (eléctrico y 1.49 TEP/ton (térmico). Sin embargo, según se muestra en el cuadro n° 2 los resultados varían mucho entre grupos de empresas:

Se destacan tres grupos de empresas: las del grupo 1, cuyos índices promedios resultan similares a los de las empresas que conforman el grupo 3, mientras que los de las empresas del grupo 2 resultan fuera de toda comparación, lo que revela malas condiciones en las instalaciones, o ineficiencia en el uso que tiene de recursos dispersos.

La participación de la energía eléctrica en los consumos energéticos del sector, es similar a la que existe en otros países (25%). El carbón y el fuel oil tienen una participación muy elevada, debido a que las dos empresas más grandes generan su propia electricidad a base de carbón, que es un recurso abundante en la región.

7.3 Para poder evaluar los consumos promedios de la industria textil colombiana, el ENE utilizó los estándares americanos. De acuerdo con ellos el consumo promedio debería ser de 26,6 kwh/kg. Sin embargo, el factor encontrado para la industria textil es de 22.08 Kwh/Kg, de los cuales el 21.5% es electricidad y el 78.5% es energía térmica. En consecuencia, la industria colombiana está dentro de las normas propuestas para Estados Unidos, en el programa de mejoramiento de la eficiencia energética.

El consumo de energía en las empresas investigadas se consigna en las tablas N° 3 y 4.

7.4 Establece el ENE, que el potencial de conservación de energía que tiene la industria textil es muy reducido, debido a que también son bajos los niveles de temperatura que se utilizan en los procesos. Ese potencial alcanza el 3.7% de la energía total consumida. El 29% de es-

ta suma se concentra en la recuperación de energía residual, el 38% en el mantenimiento y reemplazo de los equipos, el 18% en el control de equipos auxiliares y el 15% en la programación de las operaciones.

Aplicando diferentes tasas de crecimiento al consumo per-cápita de productos textiles e incluyendo tasas de conservación de energía se puede esperar que los factores de consumo energético, tengan la siguiente evolución para los próximos años:

	TEP/to	Mwh/to
1980	1.49	4.74
1985	1.47	4.67
1990	1.46	4.62
1995	1.45	4.58
2000	1.44	4.56

El potencial de ahorro, calculado por el ENE es de 8.140 TEP, para una producción de 100.000 toneladas/año de textiles. Este ahorro se discrimina así:

- 2.280 TEP Por reemplazo y modificación de equipo
 - 1.150 TEP por ahorro a través de medidas administrativas
 - 1.140 TEP por ahorros en las calderas y equipo auxiliar
 - 1.060 TEP por ahorros a través de la recuperación de calor de los condensadores.
 - 980 TEP por ahorros a través de la recuperación de calor de vapores.
 - 970 TEP por ahorros a través de procesos de optimización.
8. Teniendo en cuenta lo anterior, se hizo una búsqueda cuidadosa de las experiencias que las principales empresas podían presentar en este campo. Después de un análisis de los datos y ejemplos presentados, pareció conveniente dividir la información en dos partes:
- a) Proyectos realizados
 - b) Proyectos futuros



8.1 PROYECTOS REALIZADOS: No se trata de proyectos de gran envergadura o de cambios espectaculares.

Hasta ahora se han realizado pequeños esfuerzos con muy buenos resultados. Puesto que todos se refieren a cosas sencillas no parece necesario entrar en detalles; solamente se especifican los costos de inversión y el ahorro anual. Este tipo de programas ha sido desarrollado en casi todas las plantas grandes.

A - VAPOR

1) Recubrimiento de tuberías de vapor (T)

Costo inversión	\$ 304.570
Ahorro anual	\$ 326.892
Recuperación	11 meses

2) Pérdida de agua y vapor en blanqueo en cuerda (*) (T)

Costo inversión	\$ 950.356
Ahorro anual	\$ 2.723.682
Recuperación	4.18 meses

3) Recuperación de agua y calor en máquina recuperadora de Soda (F).

Costo inversión	\$ 584.000
Ahorro anual	\$ 1.200.000
Recuperación	5.8 meses

4) Recuperación de agua caliente (F) a) Planta de Teñido de Hilos:

Inversión	\$ 160.000
Ahorro anual	\$ 732.000
Recuperación	2.6 meses

(*) Se encontró que el 32% del tiempo trabajado por las máquinas lavadoras de blanqueo, no estaban trabajando y tenían las válvulas que controlan los flujos de agua y vapor abiertas, debido a que su control era manual. Se trata de automatizar el proceso.

b) Refrigeración de Compresores:

Inversión	\$ 160.000
Ahorro anual	\$ 800.000
Recuperación	2.4 meses

5) Cambio de Turbinas de Vapor (F)

Inversión	\$ 2.400.000
Ahorro anual	\$ 6.000.000
Recuperación	4.8 meses

6) Instalación válvulas automáticas (2 etapas) (F)

Inversión	\$ 1.850.000
Ahorro anual	\$ 2.800.000
Recuperación	7.9 meses

7) Modificación estación reductora de vapor (F)

Inversión	\$ 30.000
Ahorro anual	\$ 2.000.000
Recuperación	0.18 meses

8) Recuperación de calor en la zona de blanqueo (C).

Entre los proyectos realizados en una de las empresas textiles, que vale la pena destacar desde el punto de vista de ahorro de energía en plantas de acabados, se encuentra la instalación de un equipo recuperador de calor para la zona de blanqueo.

Los desagües calientes se toman en cantidad de GPM, haciéndolos pasar por un intercambiador de calor "Ludel" que transfiere calor al agua limpia que se usa en algunas máquinas de este mismo proceso. La economía en vapor durante la utilización de este equipo, es de unas 8.000 lbs de vapor por hora, producidos mediante carbón en la planta de vapor.

En el estudio inicial que concluyó en la realización de este proyecto, se determinó usar los desagües de las máquinas que mayor temperatura aportaban y que tenían la mejor ubicación para una instalación económica. Fue así como se escogieron las siguientes unidades:

Lavadora de cámara N° 1 - 170 GPM
 " de " N° 2 - 130 "
 " de " N° 3 - 380 "
 " de mercerizadora - 80 GPM
 " de Siete Jotas - 490 GPM

Con un factor de utilización cercano al 80%, se promedió el afluente continuo de aguas utilizadas en 1000 GPM y temperatura de 150° F. Con ello es posible transferir 9.000.000 de Btu/Hr. a unos 360 GPM de agua limpia para ser consumida en las mismas máquinas de blanqueo. Quiere ello decir, que al proveer vapor de calor total de 1170 Btu/Lb. y pasar al agua de 50 Btu/Lb., serían necesarias aproximadamente 8.000 Lbs/hr. de vapor, que es la cantidad de ahorro.

El agua fría y limpia está generalmente a 82°F. Se calienta hasta 132°F. Los desagües se promedian a 150°F la mayoría de las veces y salen del intercambiador aproximadamente a 132°F.

Llevando igual proyecto a las condiciones actuales, la inversión sería de unos \$ U.S. 100.000 (Col. \$ 10.000.000). La economía en pesos colombianos por 8.000 Lbr.Hr. alcanzaría a \$ 1.760 por hora de trabajo del equipo. Se estima ahora una operación de 3.800 horas anuales, lo cual representa un total de \$ 6.688.000.

B) ENERGIA ELECTRICA: En este campo sobresalen los siguientes datos:

1) Racionamiento de alumbrado en días festivos y normales (F)

Inversión	\$ 180.000
Ahorro anual	\$ 6.500.000
Recuperación	0.33 meses

2) Disminución de niveles de alumbrado en oficinas y zonas de servicio: (F)

Inversión	\$ 120.000
Ahorro anual	\$ 1.000.000
Recuperación	1.4 meses

3) Reforma del alumbrado en el área de encordado y tejido para llantas: (E)

El proyecto consistió en disminuir la altura y cambiar las lámparas de 4 a 2 tubos fluorescentes, elevando el factor de iluminación del 70% al 90% y facilitando las operaciones de reparación y mantenimiento del alumbrado.

Inversión	\$ 806.000
Ahorro anual	\$ 532.075
Recuperación	18.2 meses

Adicionalmente se disminuyó la mano de obra para el mantenimiento y se redujo el cambio de repuestos por la eliminación de un número importante de tubos fluorescentes, balastas y bases.

C) AIRE:

El solo **cambio de válvulas** en las zonas de limpieza a 1/4" permitió apagar un compresor: (F)

Inversión	\$ 100.000
Ahorro anual	\$ 2.000.000
Recuperación	0,6 meses

D) COMBUSTIBLE:

1) Mediante la **centralización de servicios de vapor** y la instalación de una red adicional fue posible eliminar calderas cuyo consumo de fuel oil era de 380.000. (F).

Inversión	\$ 5.000.000
Ahorro anual	9.900.000
Recuperación	6.1 meses

Con fines síntesis de los trabajos realizados hasta ahora en las empresas, puede resultar significativo el resumen que presenta una de ellas, para todos los proyectos desarrollados: (F)

Gran total Inversión	\$ 12.815.000
Gran total de ahorro	\$ 45.352.000
Recuperación	3.4 meses

8.2 PROYECTOS FUTUROS:

Las empresas están plenamente conscientes de que en el ahorro de la energía hay un vas-



to campo de acción hacia el futuro y también de que los proyectos importantes están por realizarse. Por ello parece conveniente reseñar algunos de los principales proyectos que se están prospectando, cuya realización dependerá de la situación económica de las empresas y del apoyo que brinde el Gobierno a este tipo de programas.

a) **Recuperación de aire caliente en ventiladores de salida de máquinas de planta de acabados. (F)**

Inversión	\$ 16.500.000
Ahorro anual	\$ 10.300.00
Recuperación	19.2 meses

b) **Recuperación de calor en chimenea Baghouse (F)**

(c) **Cambio de recuperador de soda** de 1 etapa por otro de 3 etapas (C)

Inversión	\$ 8.000.000
Ahorro anual	\$ 7.800.000
Recuperación	12.3 meses

d) **Sustitución de calderas**, con el fin de sustituir combustibles líquidos por carbón. (C)

Inversión	\$ 60.000.000
Ahorro anual	\$ 50.000.000
Recuperación	14.4 meses

e) **Reducción en los consumos de carbón**, mejorando la eficiencia en el funcionamiento de la planta termoeléctrica, mediante la aplicación de un sistema de instrumentación electrónica, que controla el caudal de aire, la alimentación de carbón, el caudal de fuel oil, las calorías totales, el nivel del domo, el caudal del agua, la presión del hogar y el reparto de la carga y de combustibles. Con este sistema se puede reducir en un 5% el consumo de carbón sin variar las salidas de vapor y electricidad (C).

Inversión	\$ 32.000.000
Ahorro anual	\$13.600.000
Recuperación	28 meses

f) Las plantas nuevas se están equipando con **sistemas de alumbrado de HID (metal Halide)**. Se basa este cambio en el hecho de que las lámparas fluorescentes tienen costos superiores en un 39.8% durante el primer año de operación.

Para un salón de hilatura de open end con un nivel de 60 fc, 5000 metros cuadrados y 4.5 metros de altura se llega al siguiente cálculo (C)

Lámparas fluorescentes (2 x 40w)	\$ 10.688.230
Metal Halide - Director 400w	\$ 7.642.124

g) Otro campo de acción en el área eléctrica, es la **sustitución de motores convencionales** por motores de alta eficiencia. La mayor inversión que implica, el cambio en el caso de motor de 20 HP 480 V, se recupera en 8.5 meses aproximadamente. (C).

h) Las empresas cuentan, entre otros, con estudios terminados o en curso sobre:

— **Recuperación de calor de aguas afluentes** en varios procesos (C).

— **Aplicación de reguladores** de temperatura en varios procesos de acabado (C).

CONCLUSIONES

- La industria textil colombiana está operando dentro de los estándares de consumo energético.
- Se han venido desarrollando algunos proyectos que permiten ahorrar recursos energéticos y cuya inversión se recupera fácilmente.
- Están preparados los estudios para emprender acciones más de fondo en el ahorro o conservación de la energía. Su realización dependerá de la disponibilidad de recursos económicos con que puedan contar las empresas y de los estímulos que otorgue el Gobierno para ello.



CUADRO 1

DISTRIBUCION PRODUCTO-CANTIDADES & PORCENTAJE DE CONSUMO ENERGETICO
POR SUBSECTORES REGISTRADOS ESTADISTICAMENTE EN LA INDUSTRIA TEXTIL

	EMPRESAS	1974 PRODUCCION t/a	PESO % DE TODOS LOS TEXTILES	% DE CONSUMO ENERGETICO DE LA INDUSTRIA TEXTIL	EMPRESAS	1980 PRODUCCION t/a	PESO % DE TODOS LOS TEXTILES	% DE CONSUMO ENERGETICO DE LA INDUSTRIA TEXTIL
321.1 TELAS ACABADAS TEJIDAS & HILADAS	99	46,897	36.3	29.8	133	88,639	61	57.8
321.2 ARTICULOS TEXTILES MANUFACTURADOS (SALVO VESTIMENTAS)	29	590	0.45	0.3	45	948	0.65	0.5
321.3 PRODUCCION DE TEJIDOS DE PUNTO	143	1,306	8	4.6	172	19,196	13.2	8.8
321.4 PRODUCCION DE ALFOMBRAS & TAPICES	29	403	0.3	0.3	29	556	0.3	0.4
721.5 PRODUCCION DE ARTICULOS DE CORDELERIA	9	980	0.76	0.3	5	1,277	0.88	0.4
721.6 PRODUCCION DE TEXTILES DE ALGODON Y ALGODON MEZCLADO	33	57,246	44	53.7	36	21,790	15	21
321.7 PRODUCCION DE TEXTILES DE LANA Y LANA MEZCLADA	38	3,033	2.3	3.3	18	2,500	1.7	2.8
321.8 PRODUCCION DE TELAS CON TEXTILES SINTETICOS, ARTIFICIALES & MEZCLADOS	44	9,260	7.1	7.4	47	9,284	6.3	7.5
321.9 PRODUCCION DE OTROS TEXTILES (NO ESPECIFICADOS ANTERIORMENTE)	8	407	0.3	0.3	15	908	0.79	0.7
321.1 TOTAL	432	129,122	100	100	500	145,062	100	100

CUADRO 2
CONSUMO ENERGETICO DE PLANTAS TEXTILES DIFERENTEMENTE
ESTRUCTURADAS EN LA INDUSTRIA TEXTIL COLOMBIANA

EMPRESAS	MATERIA PRIMA T/AÑO	% DE LA INDUSTRIA TEXTIL COLOMBIANA		CONSUMO ENERGETICO		CONSUMO ESPECIFICO DE ENERGIA		
		EVALUACION ESTADISTICA	PROYECCION SUPUESTA	CONSUMO ELECTRICO Mwh/año	ENERGIA TERMICA Tcal	Mwh/t (ELECTRICA)	tep/t (TERMICA)	
PRINCIPALES TIPOS DE TEXTILES COMUNES	A/B/C/D/E/F	46160	51	32	175835	500.36	3.8	1.34
TELAS DE ALTA CALIDAD	H	15492	17.1	11	118278	472	7.6	3.0
	J	7488	8.3	5	32060	96.2	4.3	1.28
TODO TIPO DE TEXTILES LIGEROS	G/K/L/M/N/P/Q	8647	9.6	6	42853	91.44	4.6	1.05
PROMEDIO TOTAL		77787	86.0	54	369030	1160	4.7	1.49

FUENTE: ESTUDIO NACIONAL DE ENERGIA; CONSUMO ENERGETICO

CUADRO 3

EVALUACION DEL CONSUMO ENERGETICO DE LOS SUBSECTORES
CARACTERISTICOS DE LA INDUSTRIA TEXTIL

CODIGO	MATERIA PRIMA/ PRODUCCION T/AÑO	CONSUMO DE ELECTRICIDAD MWH/AÑO	CONSUMO DE ENERGIA TERMICA TCAL/AÑO	CONSUMO SPECIFICO DE ENERGIA		% DEL TOTAL DE TEXTILES PRODUCCION		CONSUMO DE COMBUSTIBLE			
				MWH/T	TEP/T	EVALUADA	SUPUESTA	CARBON t/a	LPG t/a	FUEL OIL t/a	
COMPANIA TEXTIL INTEGRADA	A/B/C/D/E/F	46.160	175.835	500.36	3.8	1.34	51	32	18980	56.5	37.638
GRANDES PRODUCTORES DE TELAS	H/3	22.980	150.342	568.2	6.5	2.4	25.4	16	87280	242	3.480
PRODUCTORES MEDIOS DE TELAS DE ALTA CALIDAD	K/L	2.115	15.948	23.4*	7.5	1.1	2.7	1.4	1800	94.4	2.320
PRODUCTORES DE LILADOS (LILATURA)	G	984	4.380	-	4.4	-	-	-	-	-	-
PRODUCTORES DE TEJEDOS DE PUNTO	P/Q	2.788	11.605	24.9	4.1	1.12	3.6	1.9	-	-	2.534
TODO TIPO DE OPERACIONES TEXTILES (SALVO TEJEDURA DE PUNTO)	M/N	2.760	10.920	43.14	3.9	1.56	3.5	1.9	-	90.8	4.252
ACABADO (TINTURA, LAVADO, TERMOFIJADO)	E/R	5.156**	5.759	55.55**	1.11	1.00	-	-	-	-	-
TOTAL		77.787**	369.030	1160	4.74	1.49	86.2***	53.2****	108060	483.7	50.224

* L "sin acabado"

** Sin tener en cuenta la materia prima utilizada por los acabadores ni su consumo energético, que se incluye en el consumo energético de las empresas ya mencionadas.

*** Basado en los datos de Dane sobre la producción anual por peso.

**** Basado en los datos de Dane sobre el consumo anual de electricidad

Fuente: Estudio Nacional de Energía

CAUDRO 4

EVALUACION DEL CONSUMO TOTAL DE ENERGIA (KWH/KG) EN LA
INDUSTRIA FABRIL TEXTIL COLOMBIANA*

CODIGO		KWH/KG
A	HILATURA, TISAJE DE MEZCLA ALGODON/SINTETICOS	12.5
B	ACABADO DE TEJEDURA DE PUNTO	24.7
C	HILATURA "CON FIBRA LIBRE"	7.4
D	HILATURA DE PANA Y TERCIOPELO	23.3
E	ACABADO DE TEXTILES	22.3
F	ALFOMBRAS Y TAPICES	22.2
G	TEXTURACION DE HILATURA	4.4
H	HILATURA, TISAJE, FIELTRAMIENTO, TINTURA, ACABADO	42.5
J	HILATURA, TISAJE, ACABADO DE ALGODON MEZCLADO	19.2
K	HILATURA, TISAJE, TINTURA, ACABADO	26.9
L	LAVADO DE LANA, TELAS DE LANA Y DE LANA MEZCLADA	11.2
M	TISAJE, TEJEDURA DE PUNTO, TINTURA, IMPRESSION, TRATAMIENTO	27.7
N	HILATURA, TISAJE, TEJEDURA DE PUNTO, TINTURA, IMPRESION, ENGOMADO	14.7
P	TEXTURACION, TEJEDURA DE PUNTO RASCHEL-JACQUARD- CIRCULAR	14.0
Q	TEXTURACION DE TEJEDURA DE PUNTO POR URDIMBRE Y CIRCULAR	15.4
R	ACABADO, TINTURA, LAVADO, TERMOFIJADO TEXTIL	10.7
*	FACTOR DE CONVERSION = 860 Kcal - 3.412 Btu = 1 Kwh	

MARCO LEGAL PARA LA EXPLOTACION UNIFICADA DE YACIMIENTOS PETROLIFEROS A NIVEL NACIONAL E INTERNACIONAL

Luis Enrique Duque Corredor

CONSULTOR JURIDICO INTEPEV
CENTRO DE INVESTIGACION Y DESARROLLO
FILIAL DE PETROLEOS DE VENEZUELA S.A.

CONSIDERACIONES GENERALES

Tradicionalmente las minas se miden en la superficie, en su extensión horizontal, por puntos fijos y líneas rectas delimitando figuras geométricas y, en profundidad, por planos verticales indefinidos.

De esta manera se consagra lo que se ha llamado el "Concepto Físico Geométrico de las Minas", conforme al cual éstas revisten la forma de una pirámide invertida que llegaría a un punto cero del centro de la tierra; pero como la labor del explotador no podría llegar hasta allí la mina resulta en definitiva una "Pirámide Invertida Truncada" dentro de la cual puede el explotador ejercer el derecho de explotación que le ha sido concedido. Es claro que esto es perfectamente posible en las minas metalíferas, dada su naturaleza sólida y definida, especialmente cuando se trata de una mina de veta o manto.

No sucede igual cosa con los yacimientos petrolíferos, ya que dada la naturaleza líquida o gaseosa de los hidrocarburos, éstos se encuentran sometidos a migraciones dentro de los estratos que los contienen, con lo cual, aún cuando las arenas en cuyos intersticios se mueven los petróleos pudieran ser objeto de esta determinación, no sería posible extraer el petróleo de esa "Pirámide", pues mientras los minerales metalíferos como el hierro, etc., no se moverían dentro de dicha figura geométrica, en cambio, los hidrocarburos si lo harían, a consecuencia de las presiones a las cuales están sometidos, y a la pirámide que fuera determinada migrarían petróleos de otras pirámides, o, a la inversa, de ésta escaparían a otras vecinas.

Tal circunstancia hace que los explotadores al evidenciarse que sus parcelas de explotación cubren a un mismo yacimiento, a los fines de evitar que cualquiera de ellas mediante la producción que obtenga esté "drenando" parte de los hidrocarburos que se encuentren bajo el área otorgada al otro explotador, ocurren a la "explotación unificada del yacimiento común", a objeto de tratarlo como unidad natural que es, y de esta forma reglamentan la producción del mismo de manera de distribuir los hidrocarburos que se producen, entre los que tienen derecho a su aprovechamiento.

Debemos aclarar que no nos referimos al "drenaje" intencional obtenido mediante cualquier mecanismo de "perforación direccional", sino a la migración de fluidos de una parte a otra del yacimiento, a fin de recuperar el equilibrio energético que se ha perdido por la extracción del fluido en alguna parte del mismo.

De lo expuesto se infiere la magnitud de los problemas de orden legal que supone reducir a términos contractuales los dictados de la técnica industrial, tanto más cuanto que, en dicha explotación están envueltos aspectos, no solo de ejercicio de derechos, sino de conservación y racional aprovechamiento de recursos naturales. Principios estos que, sin duda alguna, cobrarán mayor trascendencia cuando se vayan a aplicar a las situaciones que generará la explotación de yacimientos petrolíferos que se encuentren en zonas limítrofes entre países, por la eventualidad de estar envueltos en tal circunstancia aspectos de soberanía.



En este sentido, el objetivo del presente trabajo no es otro que el tratar de exponer de una forma sencilla la problemática de "la explotación unificada" a través de la revisión de los términos contractuales normalmente utilizados, teniendo siempre presente que, por participar la mayoría de los países latinoamericanos del concepto fundamental según el cual los hidrocarburos contenidos en el subsuelo pertenecen al Estado, habremos de distinguir, cuando sea necesario, las diversas hipótesis que se pueden presentar cuando una de las partes del convenio de explotación es el propio Estado actuando directamente, o, a través de una empresa de su propiedad; o si, por el contrario se trata de un acuerdo concluido entre partes en ejercicio del derecho que les ha sido concedido.

CONSERVACION DE HIDROCARBUROS

La conservación del petróleo y del gas, entendida como la actividad encaminada hacia el mejor aprovechamiento de los yacimientos descubiertos y en explotación, ha sido tesis de obligado estudio y controversia en la industria petrolera, por lo que ha logrado imponerse a través del tiempo, a base de métodos prácticos que demuestren la certeza de los principios técnicos y económicos en que se apoya. En este sentido la mayoría de las empresas petroleras que operan en el mundo, han orientado sus esfuerzos a obtener el máximo aprovechamiento de los yacimientos, mediante la extracción del crudo en una forma ordenada que permita que el yacimiento como "unidad natural", sea manejado bajo una misma actividad de explotación, evitándose así la superproducción y el desperdicio que como consecuencia de la competencia desleal, en razón del carácter migratorio de los hidrocarburos, se traduce en el agotamiento prematuro del yacimiento.

Las ideas conservacionistas datan de 1924 cuando Henry L. Doherty, llamado el padre de la conservación de los Estados Unidos de Norteamérica Director del American Petroleum Institute (API), envía al Presidente Coolidge, el 11 de Agosto de 1924, un documento sobre el tema en referencia, manifestando su alarma por la rapidez con que se agotan las reservas de un país; señalando como causante del hecho, la circuns-

tancia de que las Leyes Norteamericanas permiten que al descubrirse un yacimiento, cada propietario de tierras o arrendatario de ellas se crea con derecho a extraer todo el petróleo que pueda y siempre existe una carrera desenfrenada para traer el petróleo a la superficie antes que otro se lo apropie; solicitando finalmente la abolición del sistema de propiedad de los hidrocarburos según el cual el petróleo pertenece a la persona que pueda extraerlo, y abogando por el establecimiento de un sistema que permita ordenar la producción que se obtenga de los yacimientos.

La idea de la explotación unificada si bien fue expuesta públicamente al gobierno norteamericano en 1924 por Henry L. Doherty, como antes se indicó, no era absolutamente nueva ya que su uso había sido considerado antes de 1924. Así vemos que en 1916 William Mc Murray y James Lewis habían recomendado la explotación unificada obligatoria como medio de detener el desperdicio resultante de la perforación y producción desordenada de los yacimientos.

En 1918 Chester Gilbert y Joseph Pague abogan por "La explotación unificada de las tierras petroleras", al menos para que cada unidad geológica quedase bajo un idéntico plan de explotación, evitándose así la superproducción y el desperdicio".

Todos los planteamientos mencionados surgen como medida para contrarrestar la llamada "Ley de Captura" que propiciaba la producción desordenada de los yacimientos, con el objeto de aprovecharse de los hidrocarburos antes de que fueran apropiados por otros.

En efecto en virtud de la "Ley de Captura", el titular de una posesión adquiriría título sobre el petróleo y el gas que proviniera de los pozos perforados en ella, aún cuando pudiera probarse que parte del petróleo y gas producido provinieran de posesiones vecinas.

La referida Ley tuvo origen en una decisión judicial dictada en 1889, por la Corte Suprema del Estado de Pensilvania, en el juicio "Westmoreland & Cambria Natural Gas Co. contra De Witt". La referida decisión



dejó establecido que "Los hidrocarburos, a semejanza de los animales salvajes y a diferencia de otros minerales tienen la tendencia y el poder de escapar, contra la voluntad del dueño, de su propiedad y continuar siendo de su pertenencia, mientras se hallen en el área sometida a su control; pero cuando emigran a otros terrenos o caen bajo control de otra persona, el título del dueño anterior desaparece. Por lo tanto, la posesión de la tierra no involucra necesariamente la posesión de los hidrocarburos. Si al taladrar sus tierras se llega al yacimiento común de manera que los hidrocarburos de la parcela vecina son producidos por estos pozos, el petróleo y el gas pasan a ser propiedad del que los produjo".

La Ley de Captura consagró en esa forma la no responsabilidad por causa de las migraciones de petróleo y gas a través de los linderos de las concesiones, con lo cual un concesionario podía perforar varios pozos en su parcela a su arbitrio, sin responder a sus vecinos por el drenaje que causaba e inclusive por medio de compresión o vaciado de bombas podría incrementar su producción, aunque el resultado fuese el drenaje de la propiedad adyacente.

Los efectos de la aplicación de la Ley fueron tan nefastos, que propiciaron la competencia desleal por la extracción de la mayor cantidad de hidrocarburos, lo que se tradujo en el desperdicio y agotamiento de los yacimientos, sin que fuera posible la obtención de volúmenes adicionales por métodos secundarios de recuperación. A tales extremos condujo la aplicación de esta Ley, que cuando un explotador reclamaba su derecho era respondido con la frase "Go and do likewise".

Las divergencias a favor y en contra de la Unificación se mantienen hasta el año 1943, cuando la mayoría de los Estados productores, aprueban estatutos de conservación e inician programas de regulación y restricción; siendo esta política ratificada por las Cortes y atribuida a las Oficinas Reguladoras del Estado, la facultad para fijar la producción autorizada y señalar la cuota de producción que corresponde a cada productor.

Por lo que respecta a la Legislación Federal, no había hasta 1930 ningún instrumento que permitiera la ex-

plotación unificada de tierras baldías. En ese mismo año el Congreso Norteamericano, aprobó una Ley de emergencia que apenas duró seis meses y permitió la unificación de un solo campo. En 1931 se publicó una nueva Ley que aceptaba la unificación en tierras federales, se modificó dos veces y sirvió de base a la actualmente en vigencia.

En este sentido actualmente puede procederse a la adopción de la unificación mediante dos vías:

- a) Voluntariamente, sin que surjan grandes dificultades, en razón del concepto Romanista de la propiedad del suelo.
- b) Compulsoriamente, a través de los mandatos de los organismos facultados por los Estados para exigir la unificación, a fin de aplicar normas conservacionistas y proteger los derechos correlativos de los explotadores.

DENOMINACION - CONCEPTO

"Unificación", es la palabra castellana usada para traducir su equivalente inglesa, "Unitización", término éste, que deriva del sustantivo "Unity" que significa unidad o unión; "Unificación" no es otra cosa que la acción o efecto de unificarse, lo que implica la idea de hacer muchas cosas, una o un todo, uniéndolas, mezclándolas, reduciéndolas a una misma especie.

Resulta difícil precisar un criterio uniforme de lo que debe entenderse por Unificación. Tal dificultad estriba, no sólo en las distintas modalidades que la misma presenta en el campo práctico, lo que hace que cada autor al definirla destaque las características que a sus fines le interese, sino también, por lo relativo al régimen de propiedad de los hidrocarburos, que obliga a cada autor a estudiarla encuadrándola dentro de los lineamientos legales respectivos. A este respecto, es conveniente recordar que el subsuelo pertenece al propietario del suelo o superficie, mediante el sistema de la acesión; al primer descubridor o al ocupante en el sistema de la "res nullius; o al Estado, mediante los sistemas regalistas o de otorgamiento forzoso de la concesión, o dominial o de otorgamiento facultativo de las concesiones.

En tal sentido las definiciones que a continuación copiamos, si bien son las clásicas y más aceptadas, por ser sus autores norteamericanos, lógicamente reflejan el sistema de propiedad, característico del país del Norte. Así tenemos que para la Mid-Continent Oil and Gas Association es: "La práctica de consolidar los derechos individuales de propiedad y control existentes sobre un yacimiento petrolífero o gasífero, repartiendo el área en unidades inseparables del todo, cuyos propietarios se obligan mediante las estipulaciones del caso a desarrollar y operar por medio de un Agente, Apoderado o Comité que representa a todos los propietarios del interés único e indivisible así creado".

Darwin Kirk considera que, "los convenios de unificación tienen por objeto llevar a cabo el desarrollo y operación de las numerosas propiedades o concesiones separadas que cubren a un mismo yacimiento, como si éstas fueran una propiedad o concesión única que cubriese el yacimiento en cuestión". Como característica de la presente definición se puede señalar la idea del tratamiento del yacimiento como unidad indivisible, base de toda la Unificación y el ejercicio de los derechos de propiedad bajo un operador único.

David Searls participa de la idea de que no siempre es necesario transferir los derechos de propiedad al ente formado por los co-propietarios, sino que cada quien retiene sus títulos, acordándose las partes en cuanto a un plan común de desarrollo del yacimiento. En este sentido define la Unificación como: "El desarrollo mancomunado o cooperativo de un yacimiento o de una gran parte de él tomado como una unidad, objetivo que se logra por medio de la asignación de unidades inseparables del área que cubre el yacimiento, o bien por la aceptación de un porcentaje dado de la producción total de éste".

Todas las anteriores definiciones tienen en común el hecho de atribuir a los participantes la propiedad del yacimiento; circunstancia esta explicable, ya que por tratarse de definiciones encuadradas en la Legislación Norteamericana, se basan en el concepto Romanista de la propiedad del subsuelo.

Por lo que hace a Latinoamérica, creemos que por

participar la mayoría de nuestros países del concepto Napoleónico de atribuir la propiedad del subsuelo al Estado, toda definición debe contener como premisa fundamental la consideración del Estado como propietario del yacimiento.

En el sentido antes anotado es definida por González Berti, como "el desarrollo y operación de un yacimiento que se extiende bajo concesiones pertenecientes a diversos titulares, a objeto de explotarlo como si se tratase de una unidad integral, con miras a un máximo de recuperación y aprovechamiento de los hidrocarburos en el contenido, mediante la económica aplicación de métodos técnicos eficientes.

Acosta Hermoso la define, como "el método o procedimiento por medio del cual se explotaría un yacimiento común a varios concesionarios, tratándolo como una unidad natural y haciendo abstracción de los límites de concesiones en la superficie y teniendo en cuenta, en los planes de desarrollo y producción del yacimiento, las circunstancias técnico-económicas que procuran la mayor suma de beneficios para la colectividad.

Las anteriores definiciones, por ser de autores venezolanos, lógicamente, como antes vimos, presentan como rasgo común la atribución de la propiedad del yacimiento al Estado, encontrándose ambas dominadas por la idea conservacionista del tratamiento del yacimiento como unidad natural o integral. González Berti destaca la circunstancia de que la concesión no llega a salir de manos de los concesionarios, manteniendo siempre cada uno, su responsabilidad frente al Estado. Acosta Hermoso, por su parte, vuelve sobre la misma idea cuando considera que no existe la obligación de transferir los derechos de explotación, aunque si deben ser condicionados en beneficio del bien colectivo.

En tal orden de ideas entendemos por Unificación, la práctica necesaria para la explotación de un yacimiento común en forma unitaria, manteniendo quienes están facultados para explotarlos sus derechos de explotación; pero respondiendo frente al Estado que es propietario, por su conservación y racional aprovechamiento equitativo, mediante la determinación del volumen de hidrocarburos que hubiere sido extraído

hasta la oportunidad de la Unificación y la proporción que sobre la producción del yacimiento, corresponde a cada uno de los participantes.

Las ideas antes anotadas creemos que resumen los postulados y objetivos fundamentales perseguidos por la Unificación los cuales nos limitaremos simplemente a enunciar así: Práctica necesaria (obligatoriedad); tratamiento del yacimiento como una unidad natural (medida conservacionista); ejercicio del derecho de explotación y límites (situación de los explotadores frente al Estado-Propietario); determinación de la producción previa a la Unificación (fecha efectiva); determinación de las equidades (objetivo).

CARACTERISTICAS Y DIFERENCIAS CON OTRAS FIGURAS APLICABLES EN LA INDUSTRIA PETROLERA. OPERACIONES MANCOMUNADAS

Se ha señalado como característica de la Unificación el hecho de que la misma puede asumir diversas modalidades, en razón de su adaptabilidad, no sólo a factores de orden técnico-económico, sino también por las variantes que puede ofrecer, en razón de que la estipulación de sus términos y condiciones, quedan a voluntad de las partes, a excepción del principio rector de la propiedad dominial del yacimiento y la reserva de la propiedad exclusiva de sus respectivos derechos de explotación. Esta situación lleva a considerar que "hay tantas modalidades como convenios se han celebrado".

La circunstancia arriba anotada, si bien se deriva de la puesta en práctica de la Unificación, creemos que, antes que caracterizarla, podría hacer que se confundiera con otras formas de contratación aplicables en la industria petrolera.

La Unificación responde a características determinantes que la singularizan y distinguen; así que tenemos que:

a) Sólo tiene aplicación en la fase de explotación de los hidrocarburos. Lógicamente siendo su principal objetivo la solución del problema del drenaje, no puede tener lugar sino en la fase de la actividad petrolera, en la cual tal eventualidad ocurre.

b) Como consecuencia de lo anterior, es aplicable solamente cuando se trate de la explotación de un yacimiento común, sobre el cual dos o más concesionarios tengan derechos de explotación.

c) Cuantifica los derechos de explotación que corresponden a cada uno de los participantes. En tal sentido, permite medir o determinar en cifras porcentuales los respectivos derechos de explotación; y

d) Reglamenta la producción del yacimiento común, de manera de distribuir equitativamente los hidrocarburos entre quienes tienen derecho a su aprovechamiento.

No obstante responder a características determinadas y determinantes, en la práctica la Unificación suele ser confundida con otras figuras propias de la industria petrolera. Con frecuencia se habla de "Unificación" u "Operaciones Mancomunadas". La razón de la confusión, creemos, estriba en el hecho de que ambas instituciones están motivadas por los mismos factores técnicos y económicos; empero, si bien se originan por idénticos factores, el fin perseguido permite diferenciarlas, de tal forma que la Unificación, apoyándose en factores técnicos tiene un objetivo más profundo, el cual es, como medida conservacionista, el interés público; en tanto que las operaciones mancomunadas envuelven únicamente los factores económicos, lo que se traduce en la idea de beneficio común a varios concesionarios.

Sentado el criterio fundamental de distinción entre "Unificación y Operaciones Mancomunadas"; nos resta señalar, a continuación, en forma breve y a manera de ilustración, algunas de las usuales clases de operaciones mancomunadas que en la práctica suelen ser confundidas con la Unificación.

POOLING

El término "Pooling" es indistintamente usado en lugar o unido a la palabra "Unificación", sin embargo, en su correcta aplicación se emplea para denominar la unión de pequeñas parcelas de forma tal, que juntas constituyan un área suficiente que permita la perfo-

ración bajo las reglas aplicables de espaciamento de pozos. En tal sentido su objetivo es la prevención de la perforación de pozos innecesarios y antieconómicos que conducen al despilfarro físico y económico.

Lo antes expuesto establece claramente la característica distintiva del "Pooling": Su campo de aplicación está circunscrito a la superficie del suelo, a los fines de permitir la aplicación del "espaciamento de pozos"

El objetivo señalado hace que la figura en cuestión sea de difundida aplicación en los EE.UU., en razón del sistema de propiedad del subsuelo que favorece la existencia de propietarios de pequeñas parcelas con derecho a explotar, pero que por si solas no pueden ser objeto de explotación.

CONVENIOS DE OPERACION CONJUNTA (joint operating agreements) Y DE EXPLORACION CONJUNTA (joint exploration agreements)

Los primeros, son aquellos convenios mediante los cuales los propietarios de parcelas adyacentes acuerdan que sus derechos sean manejados por una sola administración, sin tomar en cuenta que las parcelas en esta forma unidas cubran distintos yacimientos. A tal efecto, los participantes convienen en dividir los gastos operativos causados por el proceso de desarrollo del campo, pero siempre dejando a salvo la propiedad o el dominio de los minerales o hidrocarburos que corresponden a cada titular. Para algunos, la Unificación es un "Joint operating agreement" y en muchos aspectos similar a éstos, sin embargo el hecho de que no siempre se trate de la unión para la explotación de un yacimiento común basta para diferenciar ambos convenios.

Los "Joint Exploration Agreements", constituyen una típica operación mancomunada que, sin lugar a dudas no puede ser confundida en ningún momento con la Unificación. El hecho de que se refieran a la exploración de superficies colindantes, colige necesariamente su campo de aplicación y su finalidad económica, criterio éste suficiente para distinguirla de la Unificación.

ASPECTOS BASICOS DE LA UNIFICACION

La naturaleza de los yacimientos de hidrocarburos es

tal, que la mayor recuperación de petróleo o gas no se obtiene necesariamente de los pozos situados en cada parcela de explotación. Muchas veces es necesario permitir la migración del petróleo o el gas, a cuyo efecto la dirección y el grado de migración son dictadas por la propia estructura del yacimiento. Así pues, en muchos yacimientos los métodos de conservación pueden necesitar que el petróleo o el gas sean deliberadamente obligados a emigrar de una propiedad a otra, para lo cual los titulares de derechos de explotación deben convenir sobre la explotación del yacimiento común para obtener la máxima recuperación final, determinando la forma de adjudicar los volúmenes extraídos en base a criterios equitativos satisfactorios, creando de esta forma las bases de la Unificación.

De lo expuesto se colige que cualquier intento de Unificación, implica la consideración de una serie de factores generales propios del yacimiento, que lo hacen proclive a la Unificación.

Así tenemos que deberán estudiarse previamente:

- a) La existencia del yacimiento común a dos o más concesionarios y, en consecuencia, la posibilidad de recuperación de volúmenes de hidrocarburos "in situ", a objeto de cuantificar los derechos de explotación; para lo cual, entonces, mediante los estudios de prospección sísmica, deben definirse en base tridimensional los límites del yacimiento, y por lo tanto la extensión del mismo, bajo la superficie que corresponda a cada lote de explotación.
- b) Posibilidad de proyectos futuros de desarrollos del yacimiento y programas de recuperación secundaria.

El análisis de los factores antes mencionados obliga a su consideración desde dos puntos de vista: Técnico y Económico.

Desde el punto de vista técnico, su consideración está vinculada directamente con la formación geológica del yacimiento, con miras a la necesidad de llevar a cabo la explotación unificada, tales como la realidad de la continuidad del yacimiento, participación en la



reserva que se estime contenida, el espaciamiento básico, programas de perforación.

Los factores de orden económico son aquellos que se traducen en ventajas económicas para la operación de desarrollo y producción del yacimiento, los cuales pueden resumirse así:

- a) Evitar la duplicidad de información necesaria (geología, topografía, legal).
- b) Adopción de un programa de perforación único (evitando la perforación innecesaria).
- c) Estandarización de equipo (costo de mantenimiento menor).
- d) Servicios comunes (carreteras, vías de acceso, luz, gas, etc.).
- e) Financiamiento económico.

DERECHO DE EXPLOTACION Y DETERMINACION DE LAS PARTICIPACIONES

Anteriormente señalamos que uno de los objetivos fundamentales, sino el principal, perseguido por la Unificación es la cuantificación de los derechos de explotación que corresponden a cada uno de los participantes en el convenio. En tal sentido, la Unificación permite medir o determinar en cifras porcentuales, los respectivos derechos de explotación y de esta forma, reglamentar la producción del yacimiento común de manera de distribuir equitativamente los hidrocarburos producidos entre quienes tienen derecho a su aprovechamiento. De ahí que en los convenios de Unificación, se determine el volumen de hidrocarburos que se estime contenido bajo la superficie sobre la cual uno de los explotadores tiene derecho a producir y dentro de los planos hipotéticos que atraviesan las respectivas parcelas de explotación, el volumen de hidrocarburos que hubiesen sido extraídos del yacimiento común, hasta la oportunidad de la Unificación y la proporción o participación que corresponde a cada parte sobre la producción de dicho yacimiento; lo que en definitiva, no es otra cosa que la medida, en cifras porcentuales, de los respectivos derechos de explotación.

De consiguiente, los volúmenes de hidrocarburos que debe recibir cada una de las partes por tal concepto, constituyen la cuantificación de su derecho de explotación sobre el yacimiento común; vale decir, son la expresión misma del derecho de explotación que le ha concedido.

De lo expuesto claramente, se infiere que la determinación de las participaciones es uno de los objetivos más difíciles de satisfacer y donde más tropiezos se ha experimentado, llevando, incluso, al fracaso total de las negociaciones. Por ello, en el establecimiento de las fórmulas para determinar las participaciones deben necesariamente estudiarse todos los factores que de una manera u otra, contribuyen a una mejor determinación del criterio de equidad que debe aplicarse. En razón de esto, es difícil partir de parámetros pre-establecidos que determinen la forma de repartir la producción, ya que dependiendo su aplicación en sumo grado de las condiciones del yacimiento, podrían; afectarse intereses de los explotadores.

La fórmula que se aplique, debe tratar de atribuir a cada uno de los participantes el mayor volumen de hidrocarburos, pero sin que apoye en la recuperación que cada uno obtendría de no unificar el yacimiento, ya que sería reconocer la Ley de Captura; ni sobre la base de explotación competitiva, pues de esta forma no se estarían protegiendo los derechos correlativos de los explotadores.

La determinación de la fórmula de participación aplicable, si bien depende del estado del desarrollo del yacimiento, obedece a factores tales como: producción, número de pozos, área productiva y volumen de formación productora; conceptos éstos que veremos a continuación, a título ilustrativo y en forma breve, para lo cual nos guiaremos por lo que al respecto establece el Dr. Hugo Velarde en su libro "Unificación de Yacimientos Petrolíferos en Venezuela".

Así tenemos que "la producción", es factor de gran significación en los campos que han alcanzado un máximo desarrollo y están en vías de agotamiento, pero es difícil de aceptar como representativa de equidad sino se dispone de datos estadísticos bien lleva-

dos. El "número de pozos" se usa en la mayoría de las fórmulas por que, por lo general, representa la magnitud de la inversión y la idea del efecto promediante del volumen por unidad del área de producción, pero es factor de simple compromiso, que es aceptado por las partes para lograr cierto ajuste en las participaciones. El "área productiva", es un índice determinante en campos petrolíferos apenas en desarrollo, donde el conocimiento es relativo con respecto al tipo y extensión del yacimiento y se presuponen volúmenes de hidrocarburos potencialmente recuperables.

Por lo que respecta al "volumen de formación productora", que es el factor preponderante usado en las fórmulas de participación, por que representa la cantidad de hidrocarburos "in situ", es utilizado de tres maneras: como "volumen neto", "volumen bruto" o "volumen ajustado", dependiendo de la posibilidad de diferenciar el yacimiento y de la exactitud de estimación de estos parámetros, en base a la información disponible.

Establecida la fórmula de participación aplicable, de acuerdo con los criterios transcritos, las partes calcularán la producción acumulada del yacimiento unificado para la fecha de la firma del convenio y los respectivos atrasos y deficiencias, los cuales serán recuperables según el procedimiento que al efecto se prevea en el Convenio. Atraso significa la cantidad de sustancias unificadas que le corresponden a cualquiera de las partes y que dicha parte no hubiera tomado para la firma de Convenio. "Deficiencia": significa que las cantidades de sustancias unificadas, recibidas por una parte después de la firma del Convenio, son menores que su participación para este momento, en comparación con el total de las cantidades recibidas por todas las partes entre la fecha de la firma del Convenio y ese momento.

Determinadas las participaciones que corresponden a cada una de las partes se procede, en consecuencia, a determinar la "Rata de producción diaria del Yacimiento" y a fijar las correspondientes cuotas de producción, de acuerdo con los siguientes conceptos:

a) CUOTA DE PRODUCCION PRIMARIA: la porción de pro-

ducción mensual de sustancias unificadas que le corresponde a cada parte en base a su "Participación".

- b) CUOTA DE PRODUCCION SUPLEMENTARIA: con respecto a cada parte en cualquier momento dado, la porción de la producción mensual de sustancias unificadas que le corresponde a dicha parte por concepto de atraso o deficiencia.
- c) CUOTA DE PRODUCCION BASICA: la porción de producción mensual de petróleo unificado que cada parte tendría derecho a recibir, por concepto de su "Cuota de Producción Primaria" y su "Cuota de Producción Suplementaria".
- d) CUOTA DE PRODUCCION NO REQUERIDA: la porción de la "Cuota Básica" de sustancias unificadas no tomadas por una parte.
- e) CUOTA DE PRODUCCION ADICIONAL: la porción de producción mensual de sustancias unificadas a la cual tiene opción una parte por concepto de las "Cuotas de Producción no Requeridas" por las otras partes.
- f) CUOTA DE PRODUCCION TOTAL: la porción de producción mensual de Petróleo Unificado que cada parte tendría derecho a recibir por concepto de su "Cuota de Producción Básica" más su "Cuota de Producción o menos su "Cuota de Producción no Requerida".

En la práctica las cuotas de producción se aplican conforme a las siguientes reglas:

1. Cada Parte con atraso tendrá derecho a recibir de la (s) parte (s) adelantada (s), con el fin de eliminar su atraso, una Cuota de Producción Suplementaria.
2. Cada Parte Deficiente tendrá derecho a recibir de la (s) parte (s) adelantada (s) con el fin de eliminar su Deficiencia, una Cuota de Producción Suplementaria, fijada en un porcentaje, de la participación de la Parte Deficiente.
3. Cada "Parte Incapacitada", con el fin de eliminar



su incapacidad, tendrá derecho a recibir de las otras Partes un volumen de petróleo unificado suficiente para completar su "Cuota de Producción Básica" en cada oportunidad que demuestre dicha incapacidad.

4. Cuando una Parte no requiera una porción o el total de su Cuota de Producción Básica, las otras Partes tendrán derecho a recibir Cuotas Adicionales, cuya suma será igual a la Cuota no requerida. Cuando dos Partes requieran Cuotas Adicionales éstas les serán asignadas en proporción a su Cuota de Producción Básica. Para el caso de que una de tales Partes no requiera el total de su Cuota Adicional, el remanente será agregado a la Cuota Adicional de la otra Parte, si esta otra Parte lo desea y hasta la cantidad que desee.
5. La cuota de producción total de una Parte puede ser expresada en base a porcentaje del total de la producción mensual de petróleo Unificado, como resultada de dividir la Cuota de Producción total de esa Parte por la Cuota de Producción Total de todas las Partes.
6. Con el objeto de evitar que una Parte se convierta en deficiencia por no tener mercado para su Cuota de Producción, cualquier otra de las Partes que tuviese mercado, la compartirá con dicha Parte.
7. Si una Parte prevé que tendrá una Cuota no Requerida durante cierto período, podrá notificar a las Partes de la probable duración de tal período, en el entendido que dicha Parte tendrá derecho a recibir el total de sus Cuotas desde cualquier mes mes dado dentro del período mediante notificación por escrito con quince (15) días, por lo menos de anticipación, a la Parte o Partes que estén haciendo uso de tal Cuota.

FECHA EFECTIVA

Por "Fecha Efectiva", de la Unificación, se entiende la fecha a partir de la cual deben comenzar a contarse los efectos del convenio de Unificación por lo que respecta a los volúmenes de hidrocarburos que se "hubieren producido con anterioridad a la firma

del convenio". Vale decir que la fecha efectiva es la fecha más antigua, a partir de la cual puede cualquier explotador hacer la respectiva reclamación por pérdida, en la facultad de explotar volúmenes de hidrocarburos del yacimiento común.

La determinación de la fecha efectiva adquiere capital importancia si se toma en cuenta que la misma, se establece en función del ajuste retroactivo, por volúmenes de hidrocarburos producidos del yacimiento común, a que se tiene derecho a partir de la fecha en que compruebe el explotador su acceso al yacimiento común.

En este sentido, la mayoría de los convenios de Unificación suscritos por los explotadores fijan su fecha efectiva, a partir de aquella en que ambas Partes han producido del yacimiento común, con lo que cualquier ajuste retroactivo se haría hasta esa fecha y no más allá, pues el derecho de producir del mismo yacimiento sólo viene a quedar demostrado por su contacto con el yacimiento común, mediante la perforación y subsiguiente producción.

La anterior manera de determinar la fecha efectiva de la Unificación, si bien nos parece correcta por lo que respecta a la forma de establecer el punto de partida para calcular los volúmenes de hidrocarburos que corresponden al explotador que hubiere sido drenado, nada dice sobre los volúmenes de hidrocarburos que se hubieren obtenido por medio del drenaje desde el comienzo de la explotación, hasta la oportunidad en que se procedió a unificar el yacimiento común y se fijó su fecha efectiva; con lo cual, aparentemente, se estaría atribuyendo al explotador más antiguo la propiedad sobre esos volúmenes respecto de los cuales habría ejercido el "derecho de captura", lo que resulta inadmisibles a la luz de nuestras legislaciones, ya que, por ser la Nación propietaria de los yacimientos y por tener el explotador un derecho de explotación limitado a los volúmenes que se estimen contenidos dentro de su parcela de explotación, sería en definitiva, ésta, quien tendría el derecho a reclamar el ajuste retroactivo por los volúmenes obtenidos en forma adicional por la acción del drenaje del explotador.

En efecto, en nuestra opinión creemos que a falta de norma legal expresa, la delimitación física de la parcela viene impuesta por los respectivos derechos de explotación, ya que el derecho consagrado a favor de los explotadores es "un derecho exclusivo" y, como tal no puede ejercerse de manera que colida con el también "derecho exclusivo" de su vecino, ni con los derechos de propiedad por demás excluyentes, de la Nación, con lo cual debe aceptarse que es el daño causado al derecho ajeno, de la Nación o de los particulares, lo que en definitiva viene a delimitar el derecho de explotación, por lo que respecta a la cabida de la parcela de explotación y que le impide, consecuentemente, hacer suyos los volúmenes adicionales que por efecto del drenaje fluyan a su parcela de explotación.

De tal forma pensamos que puede sostenerse, como principio general, que quien hubiere obtenido por medio de drenaje volúmenes de hidrocarburos adicionales, a los que le corresponden en el correcto ejercicio de su derecho de explotación, estará obligado siempre a reintegrarlos al vecino y a la Nación.

En efecto, como en la práctica es difícil que a dos o más explotadores les sea otorgado a un mismo tiempo sus derechos de explotación y comiencen a explotar y a producir simultáneamente del yacimiento, debemos partir de la hipótesis de que el yacimiento se hace común, por el advenimiento de otro explotador. En este caso, el nuevo explotador sólo podrá exigir que le reintegren los volúmenes que hubieran sido drenados desde la fecha a partir de la cual demuestre, mediante la correspondiente perforación y producción, su acceso al yacimiento común; vale decir que no podrá alegar perjuicios, sino a partir de la fecha según la cual, de acuerdo a su acción, demostrativa, le haya sido menoscabado su derecho de explotación; ya que el ámbito de aplicación de su derecho de explotación está circunscrito y le fue otorgado sobre el volumen de las reservas de yacimientos ya disminuidas, por el efecto del drenaje del vecino.

Debemos aclarar, que nos referimos al drenaje producido por el hecho mismo de la explotación, o sea aquel que se produce inevitablemente con la acción

de la explotación como consecuencia de la inercia y el carácter migratorio de los hidrocarburos, con lo cual no se configura el abuso en el ejercicio del derecho de explotación ya que el drenaje producido no es la consecuencia del exceso en el uso de la facultad, potestad o atribución, cuando es ejercido con intención de dañar a otro, vale decir que no se trata de la acción intencional y deliberada del explotador ya que entonces, por configurarse un hecho ilícito, estaría regulado y sometido a un régimen distinto.

Acorde con lo expuesto sostenemos, en consecuencia que los volúmenes que hubieren sido drenados con anterioridad a la fecha que se señala como efectiva en los convenios de Unificación, no corresponden al antiguo explotador sino que se le adeudan y deben ser reintegrados a la Nación, quien como propietaria de los yacimientos, sería en definitiva la que habría sufrido los perjuicios causados por la acción involuntaria del explotador. No podría aceptarse una conclusión en contrario, porque ello sería permitir un enriquecimiento sin causa, ya que se obtendrían beneficios por el petróleo extraído de las áreas drenadas, sin tener derecho a esos beneficios por carecer del título respecto a dichas áreas.

Criterio similar debe sostenerse en aquellos convenios en los cuales es parte la Nación, concretamente en los que es parte conjuntamente con más de un explotador. En efecto, de señalar como fecha efectiva al último día de las condiciones originales del yacimiento si bien se sostiene y aplica el principio según el cual la Nación es la propietaria de los yacimientos, se estaría reconociendo, al menos a uno de los explotadores, participación sobre volúmenes de hidrocarburos a los cuales no tiene derecho por haber sido drenados con anterioridad a la fecha, a partir de la cual tuvo acceso al yacimiento común; con lo cual no se habría producido el perjuicio al derecho ajeno, que en nuestro concepto, es lo que origina el derecho al reintegro de los volúmenes de hidrocarburos; ya que debemos partir de la hipótesis de que ambos explotadores no comenzaron a producir simultáneamente, de manera que para cada uno su derecho nace, a partir de la fecha en que se demuestra su acceso al yacimiento común.



En oposición a este planteamiento, se ha sostenido que sería injusto obligar a los explotadores a pagar el equivalente de los volúmenes de los hidrocarburos extraídos en exceso del yacimiento común, cuando la cantidad de petróleo aprovechado por el explotador no sobrepase al volumen que le hubiera correspondido al mismo, durante la vigencia del derecho de explotación.

De aceptar tal posición, tendríamos que convenir que estamos frente a una clara atribución de la propiedad de yacimiento y por ende de las reservas a los particulares, y podría resumirse en la frase "quien paga es el yacimiento"; lo que indudablemente nos luce totalmente el margen de los principios fundamentales, que rigen la materia.

A este respecto, cabría observar que los hidrocarburos contenidos en el subsuelo pertenecen a la Nación, que en ningún modo, el derecho de explotación le otorga derecho de propiedad alguno a los particulares sobre los yacimientos por que su derecho se circunscribe, a extraer los hidrocarburos correspondientes a la parcela concedida y a aprovecharse de ellos una vez extraídos. Esto significa que el explotador sólo puede asumir la propiedad sobre el petróleo efectivamente extraído del yacimiento, y que en ningún caso, puede alegar derechos de propiedad sobre las reservas, porque los hidrocarburos contenidos en el subsuelo continúan siendo en todo momento propiedad de la Nación.

En este sentido, en los convenios de unificación se estipulan en cifras porcentuales los respectivos derechos de explotación para distribuir equitativamente los hidrocarburos producidos del yacimiento común entre quienes tienen derecho a su aprovechamiento. A los fines de establecer dichos porcentajes, se determina el volumen de hidrocarburos que se estime contenido bajo la superficie sobre la cual cada uno de los titulares de derechos de explotación, puede producir y dentro de los planos hipotéticos que atraviesan las respectivas parcelas de explotación. Por tanto, se computan estos volúmenes a objeto de establecer la proporción correspondiente a cada parte, sobre cada barril de petróleo extraído, y es sólo una vez hecha la extracción que las Partes, podrán repartirse el petróleo en

la proporción convenida porque la estimación de los referidos volúmenes no lleva en ningún caso a atribuirle a los explotadores propiedad sobre los hidrocarburos cuantificados en el yacimiento; ello reñiría con el enunciado principio de orden público según el cual, la propiedad del subsuelo es de la Nación, en forma absoluta y por demás excluyente.

Queda de esta forma entendido que la atribución de la propiedad, en base a los porcentajes convenidos, es sobre los hidrocarburos que se produzcan; de allí que de producirse la totalidad de los volúmenes contenidos en un yacimiento, matemáticamente cada uno de los explotadores habrá obtenido un porcentaje de las reservas que se estimaron en el yacimiento, pero ello fue posible porque fueron extraídas, no porque se atribuyó a cada explotador un porcentaje sobre las mismas "in situ"; vale decir, porque se cumplió el supuesto de hecho necesario para que se diera la aplicación de la consecuencia jurídica prevista por la norma, en este caso, la atribución de la propiedad por cuanto esos hidrocarburos fueron producidos.

Admitir que un explotador no estaría obligado a devolver el petróleo extraído en exceso de su participación establecida en el respectivo convenio, cuando esa cantidad no sobrepasare el volumen que le hubiere podido corresponder al mismo durante la vigencia del derecho, no será otra cosa, que permitir compensar dicha obligación de reintegrar a la Nación, con la expectativa del explotador de extraer determinados volúmenes del yacimiento; compensación que bajo ningún supuesto, podría ser oponible a la Nación, y que en este caso, tampoco podría admitirse porque significaría otorgarle al explotador derechos de propiedad sobre los volúmenes de petróleo que esperaba extraer del yacimiento, en abierta contradicción con el principio fundamental de que los hidrocarburos contenidos en el subsuelo, son propiedad exclusiva de la Nación.

El expresado planteamiento fue sostenido en nuestro país, por la Corporación Venezolana del Petróleo, y aplicado por primera vez en el convenio suscrito para la explotación del campo "Lamar", en el cual se incorporó el concepto "deficiencia", para expresar, a par-

tir de la fecha "efectiva" del convenio, la cantidad en la que el volumen de petróleo unificado recibido por una parte, es menor que su participación total de petróleo acumulado, producido por el yacimiento hasta ese mismo momento por todas las demás partes; vale decir, que las cantidades de hidrocarburos recibidos por una parte, en un momento dado, son menores que su participación para ese momento, en comparación con el total de las cantidades recibidas por todas las partes para la oportunidad que se fije con el objeto de determinarla.

Así vemos como el contrato se suscribe el 25 de Junio de 1969 y se señala como fecha efectiva el 1° de Mayo de 1961; ello, con el objeto de retrotraer los efectos del convenio hasta la oportunidad en que se comenzó la explotación del referido campo, y de esta forma participaría el Estado, a través de la Corporación Venezolana del Petróleo, en el aprovechamiento del yacimiento desde sus condiciones originales.

Posteriormente, dicha tesis obtiene consagración legal cuando al nacionalizarse nuestra industria petrolera, en el artículo 15, literal B), de la "Ley que reserva al Estado, la Industria y el Comercio de los hidrocarburos", se estableció que, del monto de la indemnización debida a los concesionarios, se deduciría:

"El valor del petróleo extraído por los concesionarios expropiados fuera de los límites de sus concesiones, de acuerdo con los volúmenes establecidos en los convenios de explotación unificada de yacimientos, celebrados con la Corporación Venezolana del Petróleo. Cuando no se hubieren celebrado dichos convenios el Ejecutivo Nacional determinará las cantidades a deducir por este concepto".

En esa oportunidad sostuvimos que en el referido artículo no solamente se estaba dando consagración legal, al concepto de "deficiencia" como modalidad determinante en las cuotas de producción, incorporado en los convenios por la Corporación Venezolana del Petróleo, sino también, se estaba estableciendo la

"delimitación jurídica de las respectivas parcelas de explotación" pues la frase... "petróleo extraído fuera de los límites de sus concesiones"... debía ser entendida" como volúmenes de petróleo extraídos en exceso del que tenían derecho a producir del área hipotética delimitada por los derechos de explotación de su vecino concesionario o de la propia nación, y no como petróleo extraído fuera de los límites físicos de la concesión, ya que esta delimitación además de ser físicamente imposible de efectuar implica el que los volúmenes adicionales se hubieran obtenido por la acción directa sobre la parcela del vecino, lo que en nuestro país, en virtud de las normas técnicas y legales aplicables a la producción resultaba en cierta forma difícil".

CONTENIDO DE LOS CONVENIOS

Es un hecho evidente, que naciendo la explotación unificada en los EE.UU., llegue a Latinoamérica como parte de la tecnología propia de la industria petrolera y siguiendo las bases y estructura de sus similares de Norteamérica. Sin embargo, es de hacer notar, que la acción del Estado cada vez mayor, en su empeño por manejar los propios recursos de hidrocarburos, ha hecho que los referidos convenios comiencen a adquirir características propias, mediante la incorporación de principios, términos y definiciones tendientes a hacer valer y respetar los derechos de la nación, frente a los particulares contratantes y, condicionando los derechos de éstos, en beneficio de los participantes.

En este sentido, pueden indicarse como principios que informan la explotación unificada de yacimientos en Latinoamérica, los siguientes:

1. Consideración de la intransferibilidad de los derechos de explotación y condicionamiento de los mismos, tanto en beneficio de la Nación como de los particulares.
2. Determinación de los porcentajes de participación en base al volumen de roca saturada que se estime contenida bajo el área correspondiente a cada asignación o concesión.
3. Pago del drenaje causado antes o después de sus-



crito el convenio, mediante la incorporación de los conceptos: deficiencia e incapacidad.

4. Distribución de la producción de manera que cada uno de los participantes reciba su cuota en base a la proporción, deficiencia e incapacidad a que tenga derecho.
5. Señalamiento del día del comienzo de la explotación, como fecha efectiva de la explotación unificada.
6. Vigencia del convenio por todo el tiempo de los derechos.

Por lo que respecta a la estructura general, los convenios de explotación unificada se dividen en capítulos contentivos de cláusulas y anexos que contemplan los siguientes aspectos:

1. Preámbulo: contiene las declaraciones de las partes de considerar el yacimiento común a sus parcelas de exploración y el acuerdo de llevar a cabo operaciones que sobre bases sanas, se consideren idóneas para impedir el desperdicio y obtener la máxima recuperación, asegurando de esta forma una justa participación a cada uno de ellos.
2. Definiciones: fija y precisa los conceptos e interpretaciones que debe darse a los términos y vocablos usados en el convenio.
3. Comité Supervisor: determina el procedimiento para su designación, atribuciones, facultades que corresponden al Comité, bajo cuya dirección se desarrolla y opera la unidad constituida por el convenio.
4. Explotación del yacimiento unificado: relativo a determinar el procedimiento y las operaciones que, de conformidad con el contrato, deben efectuarse para la explotación del yacimiento.
5. Participaciones y ajustes: determina las equidades que han sido convenidas por las partes, así como el procedimiento para hacerlas efectivas y

para efectuar los ajustes necesarios cada vez que se modifiquen los límites o el volumen de arena neta petrolífera del yacimiento unificado.

6. Control y distribución de producción: relativo a la fijación de la rata de producción diaria del yacimiento, así como al procedimiento para hacer efectivo el reparto de las proporciones convenidas.
7. Gas unificado: determina los propósitos de su uso como materia unificable y su distribución en base igualmente a la proporción convenida.
8. Recuperación inducida: relativo a los programas requeridos para aumentar o mantener la energía de yacimiento, con el objeto de incrementar la recuperación económica adicional de volúmenes de hidrocarburos sobre lo obtenible por métodos primarios.
9. Uso de pozos e instalaciones: determinación de los pozos e instalaciones que cada parte debe dedicar, a los fines de la explotación unificada.
10. Gastos y Contabilidad: determinación de los gastos que deberán corresponder a cada uno de los participantes, así como los que deberán ser sufragados por la cuenta común.
11. Impuestos, multas y Responsabilidad Civil: determinación de los impuestos que corresponden a cada participante, así como la fijación de la responsabilidad que por daños a propiedades o daños personales, debe asumir cada uno de ellos.
12. Arbitraje Legal y Técnico: determinación del procedimiento a seguir por interpretaciones o divergencias que puedan surgir entre las partes, con motivo del convenio.

LA EXPLOTACION UNIFICADA Y LA DETERMINACION DE LIMITES TERRITORIALES ENTRE ESTADOS

El ejercicio por los particulares de las actividades propias de la industria petrolera bajo el postulado fundamental según el cual, "los hidrocarburos contenidos

en el subsuelo pertenecen al Estado", expresado en la frase: El Estado es el propietario de los yacimientos y sólo concede a los particulares un derecho temporal para explotarlos y aprovecharse de las sustancias sustraídas", no es otra cosa, que una exteriorización más del poder del Estado para imponer las normas de su ordenamiento jurídico, aún coactivamente, en relación con las personas y cosas que están en un territorio y en la facultad de usar de éste para fines de interés colectivo.

Dicha manifestación de soberanía territorial, se hace igualmente presente en las relaciones externas con los otros Estados igualmente dotados de ordenamientos autónomos, y se evidencia, principalmente, como derecho del Estado a no ser impedido o entorpecido en el ejercicio de sus poderes en el propio territorio y a no ser, en consecuencia, despojado de éste. Es por ello, que la determinación del espacio del área territorial o marítima de un Estado, ha sido considerado "el acto jurídico-político de mayor trascendencia en relación a la existencia de un Estado".

Determinado el territorio de un Estado, resulta entonces evidente que la explotación de yacimientos petrolíferos que se encuentran ubicados en zonas limítrofes no escapa a la problemática planteada en el presente trabajo: se trata de evitar que cualquiera de los Estados limítrofes se pueda perjudicar con motivo de la explotación, por el otro Estado, de un campo o estructura que se extiende a través de la línea de delimitación.

Hasta ahora la práctica internacional ha sido la de consagrar convencionalmente, en una cláusula, la hipótesis de una "misma estructura geológica o campo mineral de hidrocarburos o de gas natural que se extiende a través de la línea de delimitación, y, que pudiese ser explotado total o parcialmente desde el otro lado, en cuyo caso, las partes harán esfuerzos para lograr un acuerdo sobre la forma de explotación más efectiva y la manera de repartir los costos y beneficios relativos a dichas actividades".

Los términos en que está planteada la hipótesis antes referida, requieren los comentarios siguientes:

a) Se "utiliza estructura o campo" y no "el pozo o yacimiento", precisamente por su carácter genérico, toda vez que, en caso de cualquier duda, se aplicará el principio establecido, evitándole perjuicios a las partes. El criterio más restringido hubiese sido más controversial y hubiere dado lugar a abusos, los cuales se evitan con la actual precisión normativa.

b) Se deja para ser regulado mediante un "convenio adicional" todo lo pertinente a: forma de explotación, método de distribución, repartición de costos, etc.

Tal ha sido la metodología seguida por los Estados en los últimos quince años, pudiéndose encontrar cláusulas similares, por ejemplo, en los tratados suscritos entre: Iran - Qatar (20.2.69); Malasia - Indonesia (27.10.69); Alemania Dinamarca - Holanda (28.1.71); Gran Bretaña - Dinamarca (25.11.71); Australia - Indonesia (9.10.72); Canadá - Dinamarca (7.12.73); Japón - Corea (30.1.74).

El tratado del Río de la Plata se aparta de la tendencia seguida en los tratados antes indicados y, al referirse a la explotación de yacimientos comunes establece que: "...el yacimiento o depósito que se extiende a uno y otro lado de la línea establecida en el artículo 41, será explotado en forma tal que la distribución de los volúmenes del recurso que se extraiga de dicho yacimiento o depósito sea proporcional al volumen del mismo que se encuentra a cada lado de dicha línea".

A nuestra manera de ver, en el mencionado tratado encontraría consagración, el principio fundamental que informa la explotación unificada, según el cual, la distribución de la producción se hace en proporción al volumen que se estime contenido bajo la parcela de explotación, lo que en definitiva, no es otra cosa, que la cuantificación del derecho de explotación que le ha sido concedido; tanto más cuanto que, en este caso estaríamos frente a Estados en ejercicio de derechos soberanos, y quedaría para ser objeto de negociaciones en un convenio adicional la participación en lo que se produzca y no el concepto mismo.

Por lo que respecta a nuestro país, en el tratado de delimitación suscrito con el Reino de Los Países Bajos, el día 31 de marzo de 1978, en sus artículos 6, 7 y 8 se establece la hipótesis y el procedimiento que debe ser cumplido por las partes para la explotación de estructura geológica o campo ubicado en la zona limítrofe. A estos efectos se establece un proceso escalonado que comprende:

- a) Realización de consultas técnicas con el objeto de diagnosticar la situación planteada; lo que comprende: la identificación de la estructura geológica o campo mineral de hidrocarburos o gas, y su extensión a través de la línea de delimitación; y
- b) La designación de expertos, quienes deberán determinar las reservas "in situ" y los volúmenes que corresponden a cada Estado en proporción con el volumen total.

De no arribarse a un acuerdo entre las partes para la designación de los expertos, como mecanismo supletorio se recomienda al Secretario General de las Naciones Unidas escoger uno (1) y hasta dos (2) miembros de la Comisión. La Comisión determinará sus propios procedimientos y decidirá por mayoría de votos siendo sus decisiones obligatorias para las partes.

Por otra, afin de mantener a ambos estados en pleno conocimiento de las actividades del país limítrofe, se establece el deber de notificar a la contraparte de toda perforación para la explotación o exploración dentro de una (1) milla náutica de la línea de delimitación; se trata en todo caso de una seguridad o prevención adicional que no menoscaba el principio de la explotación unificada.

Las partes se obligan a establecer de común acuerdo la ubicación de la instalación y otro artefacto o el punto de extracción del pozo, en relación a la línea limítrofe. En todo caso, si las partes no llegasen a un acuerdo en cuanto a los puntos señalados, se resolverá la diferencia mediante una experticia técnica.

Otros países como por ejemplo, Noruega, Gran Bretaña, Irlanda del Norte, han optado por un procedi-

miento distinto en el cual, inclusive, tienen participación activa los explotadores, ya que para la explotación unificada requiere no solamente que los Estados suscriban un "Convenio Adicional" al "tratado sobre delimitación territorial, sino que los explotadores, por su parte, celebren un "convenio para la operación de la unidad constituida".

El procedimiento seguido por los referidos países comprende los siguientes pasos:

1. Se suscribe el correspondiente "tratado para la delimitación territorial, previendo la posibilidad de la explotación unificada de los yacimientos que resultaren comunes a sus territorios, en cuyo caso, los Estados "en consulta con los explotadores, si los hubiere", tratarán de celebrar un convenio para la explotación más eficiente del yacimiento.
2. Demostrando que el yacimiento es común por extenderse en el territorio de los Estados, se procede a suscribirse, en ejecución de las previsiones del "tratado de delimitación", el correspondiente convenio adicional para la explotación del campo.

En dicho convenio adicional se toman las siguientes previsiones:

- El campo se explota como una "unidad"
- Cada estado requiere a sus explotadores la celebración de un convenio, con los explotadores del otro Estado, para regular la operación del campo. Este convenio requiere la aprobación de ambos Estados y debe contener cláusulas que aseguren que, en caso de conflicto entre sus disposiciones y las del convenio de explotación suscrito por los Estados, éstas prevalecerán.
- El campo será operado y manejado por un solo explotador, designado de entre ellos, y en todo caso, aprobado por los Estados.

Se cuantifica el volumen de reservas "in situ" y se atribuyen a los Estados en proporción al volumen que se estime contenido en un territorio, para lo cual se toma en cuenta la extensión del yacimiento en di-



cho territorio. Los explotadores o concesionarios explotan el yacimiento y hacen suyas las reservas de acuerdo con su correspondiente título de explotación.

El expresado mecanismo "tratado de delimitación territorial" - "convenio adicional" - "convenio de operación", nos parece sumamente útil para su aplicación en latinoamérica en aquellos casos en los cuales el yacimiento común a los Estados no está siendo explotado por el propio Estado a través de empresas de su propiedad, sino por particulares, porque de esta manera se obvia la problemática legal que supondría la entrega de volúmenes de hidrocarburos por un Estado a un particular explotador de otro Estado.

La tendencia en los últimos 15 años, tal como antes se indicó, ha sido la de consagrar en los "tratados internacionales sobre límites" la hipótesis de que un yacimiento se extienda a través de la línea de delimitación, en cuyo caso, los Estados contratantes a los fines de la explotación del yacimiento común suscribirán un "Convenio Adicional" en el cual se prescribirá todo lo relativo, entre otros aspectos de la explotación a: Cuotas de producción, manejo de la unidad, costos beneficios, operación de la unidad y programas de perforación.

La ejecución de las previsiones del "Convenio Adicional" no ofrecerá mayor problema cuando la explotación del yacimiento común va a ser efectuada directamente por el Estado contratante, o, a través de entes de su propiedad cualquiera sea la figura Jurídica en virtud de la cual se hubiesen constituido; ello en razón de que siendo el Estado el propietario de los yacimientos estaría, en todo caso, ejerciendo los atributos que conforman su derecho de propiedad por medio de entidades el mismo ha creado a tales fines, lo que no sería otra cosa que una manifestación del ejercicio de su soberanía externa frente al otro Estado.

Tratándose de particulares en ejercicio de un derecho de explotación concedido con anterioridad a la vigencia del correspondiente "tratado", tendríamos que determinar la medida en que los efectos del tratado, destinado a surtir efectos en principio, entre

Estados, podría incidir en una situación jurídica preexistente.

A este respecto consideramos que, a falta de disposición legal expresa, la adecuación de las situaciones jurídicas previas, a la nueva situación creada por el tratado, viene dada no solamente por la consideración de la "propiedad del yacimiento" y la noción de "utilidad pública" que dominan la actividad petrolera, sino también por la naturaleza del derecho que se le ha concedido al explotador.

En efecto, siendo los yacimientos de la propiedad del Estado, al particular no se le confiere la propiedad de los yacimientos, sino el derecho real de explorar e área concedida y de explotar, por tiempo determinado, los yacimientos que se encuentren en ella de acuerdo con la Ley. De esta forma queda definida y precisada la naturaleza del derecho otorgado al explotador, cual es la de ser un "derecho real".

Pero como quiera que los yacimientos son del dominio público de la nación y su uso está regulado por la Ley, ese derecho real resulta una limitación de ese dominio y propiedad, pero sólo en la medida y contenido señalados por la Ley, con lo cual en definitiva es un derecho real limitado sobre cosa ajena que vendría a ser un bien demanial.

Por lo que respecta al contenido propio del derecho de explotación, vale decir en cuanto a los intereses privados que protege, se reduce al derecho de "extraer", dentro de los límites de la correspondiente parcela de explotación, las sustancias concedidas y de "aprovecharlas" una vez extraídas. Es, en consecuencia un derecho real limitado a la extracción de las sustancias concedidas y al aprovechamiento de las extraídas.

Entre el interés del Estado y el del explotador no existe ni puede existir una oposición de fines y propósitos. Ambos intereses actúan en función solidaria, de manera que se integran y complementan recíprocamente; sin embargo, el interés del Estado tiene, dentro del ordenamiento jurídico, una jerarquía superior reconocida por la Constitución y las Leyes. La preponderancia de ese interés viene dada por la "uti-

lidad pública" de que está revestida toda esa materia, con lo cual todas las actividades y operaciones que realice el explotador, se efectúan en función del interés público que ellas procuran a la Nación y, en segundo lugar, del interés del explotador.

En concepto formal de utilidad pública, además de tener naturaleza programática, encierra igualmente un principio que le imprime sentido obligatorio y específico a la explotación, de forma tal, que el interés privado del explotador en cuanto a lo que ese interés público se refiere, está supeditado al del Estado.

A nuestra manera de ver, en el otorgamiento de nuevos derechos de explotación en zonas limítrofes debe tenerse en cuenta, entre otros factores, la circunstancia de que el yacimiento que se explote se extienda al territorio de otro Estado, en cuyo caso, en una legislación petrolera bien definida debe tomarse la previsión pertinente de manera que, no quede a la interpretación de las partes la obligación para el explotador de proceder a la "explotación unificada del yacimiento" con sujeción a los términos y condiciones que convengan los Estados mediante el correspondiente tratado que suscriban.

Tal previsión ha sido consagrada en algunas legislaciones Latinoamericanas, como por ejemplo en la vigente en la República de Guatemala en la cual se toma la mencionada previsión tanto para su aplicación en el Derecho Interno como en el Derecho Internacional. Así encontramos que en los Artículos 144 y 147 del "Reglamento de Exploración y Explotación de Hidrocarburos" la obligación a cargo de los contratistas y titulares de derechos petroleros de celebrar convenios de explotación unificada cuando se demuestre que el yacimiento es común en dos o más de ellos.

Por lo que respecta al Derecho Internacional, en el Artículo 14 del citado Reglamento se prevé la posibilidad de que la explotación pueda ser objeto de un convenio internacional, celebrado con las formalidades de Ley, a fin de explotar el yacimiento en forma común con el país vecino.

De manera que, una vez suscrito el convenio por los Estados interesados la referida obligación por dis-

ponerlo así el Artículo 4º pasa a formar parte de las disposiciones aplicables a los contratos de operaciones de exploración y explotación aprobados conforme a la Ley.

Todo lo antes expuesto creemos que resume, a grandes rasgos, los postulados básicos y principios que, en nuestra opinión deben orientar, acorde con la realidad Jurídica Latinoamericana, cualquier intento de "explotación unificada de yacimientos petrolíferos", tanto en el orden Nacional como en el orden Internacional. Principios y postulados, estos, que a manera de conclusiones nos limitamos a enunciar así:

1. Obligatoriedad de recurrir a la explotación unificada de yacimientos petrolíferos en aquellos casos en los cuales este resulte común a dos o más explotadores, dentro de un Estado.
2. En los "tratados sobre delimitación territorial", prever la posibilidad de recurrir a la explotación unificada en el caso de yacimientos ubicados en zonas limítrofes.
3. Inaplicabilidad de la llamada "Ley de Captura" ya que se consagraría el derecho del explotador a apropiarse de todo el petróleo que extraiga aún cuando pudiere probarse que el mismo procede de la parcela de explotación contigua a la suya, lo que refiriera con el sistema de propiedad del subsuelo.
4. Reparto de la producción en proporción a los derechos concedidos a los explotadores concedidos a cada explotador, de manera que la cuota que se asigne resulte la medida o cuantificación de su derecho de explotación.
5. Señalar como fecha efectiva de la explotación unificada, las condiciones originales del yacimiento cuando en la exploración concurre la nación conjuntamente con un particular explotador.

Las expresadas consideraciones no pretenden agotar las principales conclusiones a que pueda llegarse en esta materia, estoy seguro que ustedes sabrán deducir otras de mayor significación que las aquí señaladas, con lo cual se lograría uno de los propósitos que perseguimos con el presente trabajo.



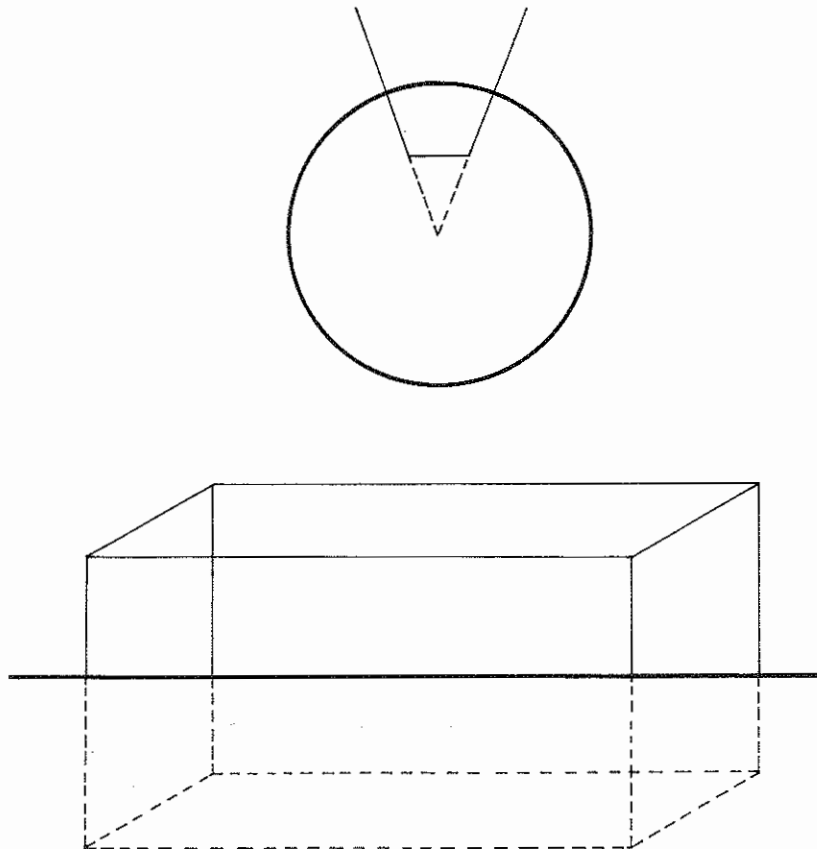
REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

- ACOSTA HERMOSO, Eduardo "Este Petróleo es Venezolano"
Editorial Arte. Caracas - Venezuela
1964.
- DUQUE CORREDOR, Luis Enrique "Aspectos Legales de la Explotación Unificada de Yacimientos Petrolíferos".
Corporación Venezolana del Petróleo
Caracas - Venezuela.
1975.
- DÚQUE SANCHEZ, José Roman "El Derecho de la Nacionalización Petrolera".
Editorial Jurídica Venezolana
Caracas - Venezuela
1978.
- DUQUE SANCHEZ, José Román "El Concepto Físico - Geométrico de las minas en función del derecho de Explotación".
Biblioteca de la Academia de Ciencias Políticas y Sociales. Serie Estudios.
Caracas - Venezuela
1982.
- GONZALEZ BERTI, Luis "Compendio de Derecho Minero Venezolano".
Volumen II - Colección Justicia Et Jus
Mérida - Venezuela
1970.
- HARDWICKE, Robert E. "Unitization Statutes: Voluntary or Compulsion"
Rocky M.T.
- MID - CONTINENT OIL, And Gas "Hand Book on Unitization of Oil Pool"
- MORALES PAUL, Isidro "La delimitación de áreas marinas y submarinas al Norte de Venezuela"
Biblioteca de la Academia de Ciencias Políticas y Sociales. Serie Estudios N° 9
Caracas - Venezuela
1983.
- MEYERS, Raymond "The Law of Pooling and Unitization"
Banks and Company. Albany
New York
1958.
- SEARLS, David "Antitrust and Other Statutory Restrictions of Unit Agreements."
1952.
- Velarde, Hugo "Unificación de Yacimientos petrolíferos"
Corporación Venezolana del Petróleo
Caracas - Venezuela
1974.
- Williams & MEYER Manual of Oil and Gas Terms.
Banks and Company.
Albany, New York
1957.
- WILIAMS - MAX well - MEYER "Cases and Material on the Law of Oil and Gas"
The foundation Press
New York
1956

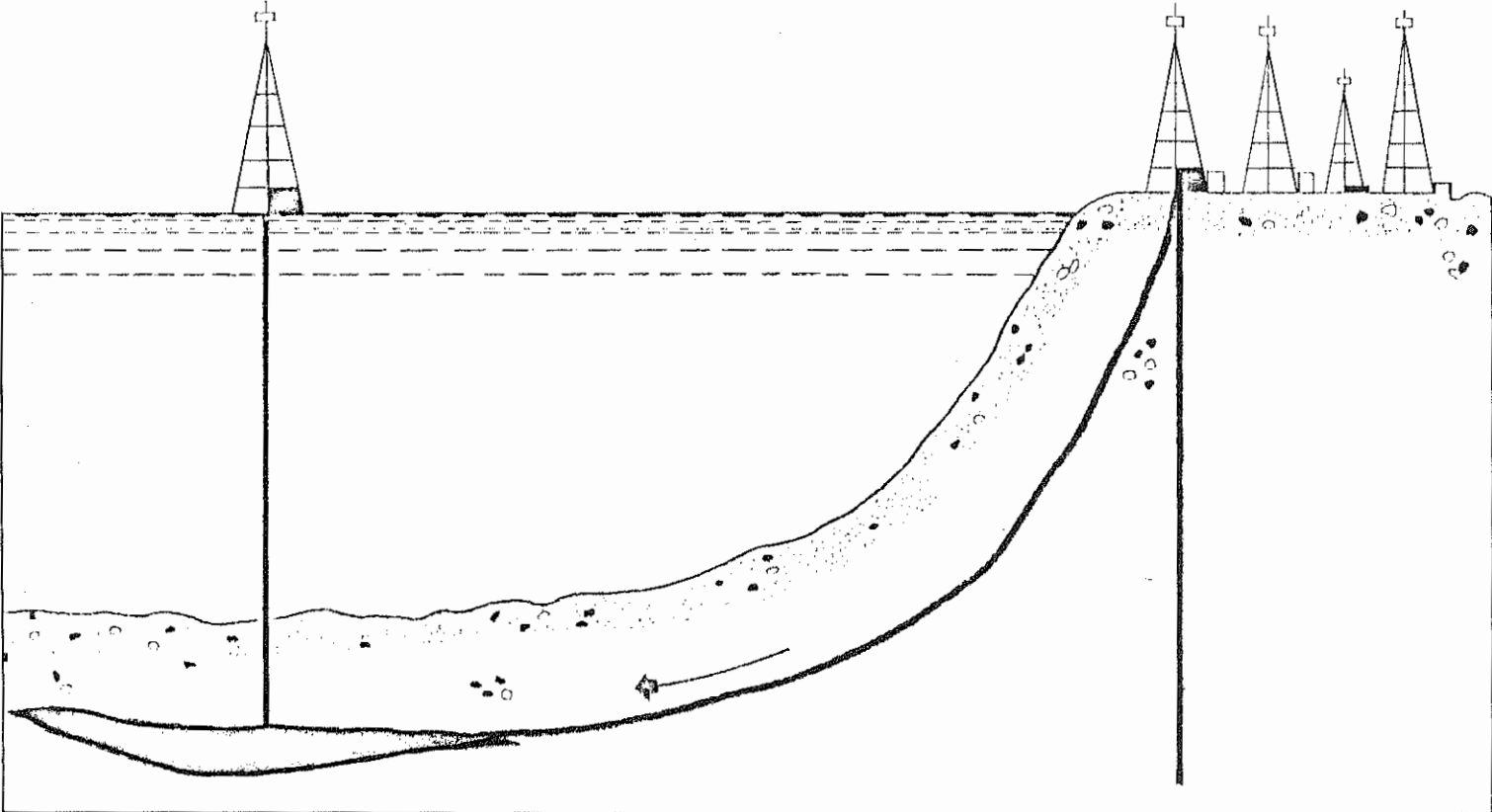
LISTA DE FIGURAS

- Nº
1. CONCEPTO FISICO - GEOMETRICO DE LAS MINAS
 2. PERFORACION DIRECCIONAL
 3. YACIMIENTO COMUN
 4. ESPACIAMIENTO DE POZOS - REJILLA PRIMARIA
 5. ESPACIAMIENTO DE POZOS - REJILLA SECUNDARIA
 6. ESPACIAMIENTO DE POZOS - FORMULA DE STAUTH
 7. CALCULO DE DEFICIENCIA
 - 7.1 PAGO DE DEFICIENCIAS (METODO I)
 - 7.2 PAGO DE DEFICIENCIAS (METODO II)
 8. CUOTAS DE PRODUCCION
 9. FECHA EFECTIVA
 10. PLANIFICACION A NIVEL NACIONAL
 11. TERMINOLOGIA DE LOS CONVENIOS
 12. CONSAGRACION A NIVEL INTERNACIONAL
 13. PLANIFICACION A NIVEL INTERNACIONAL
 14. PARTICIPACIONES A NIVEL INTERNACIONAL

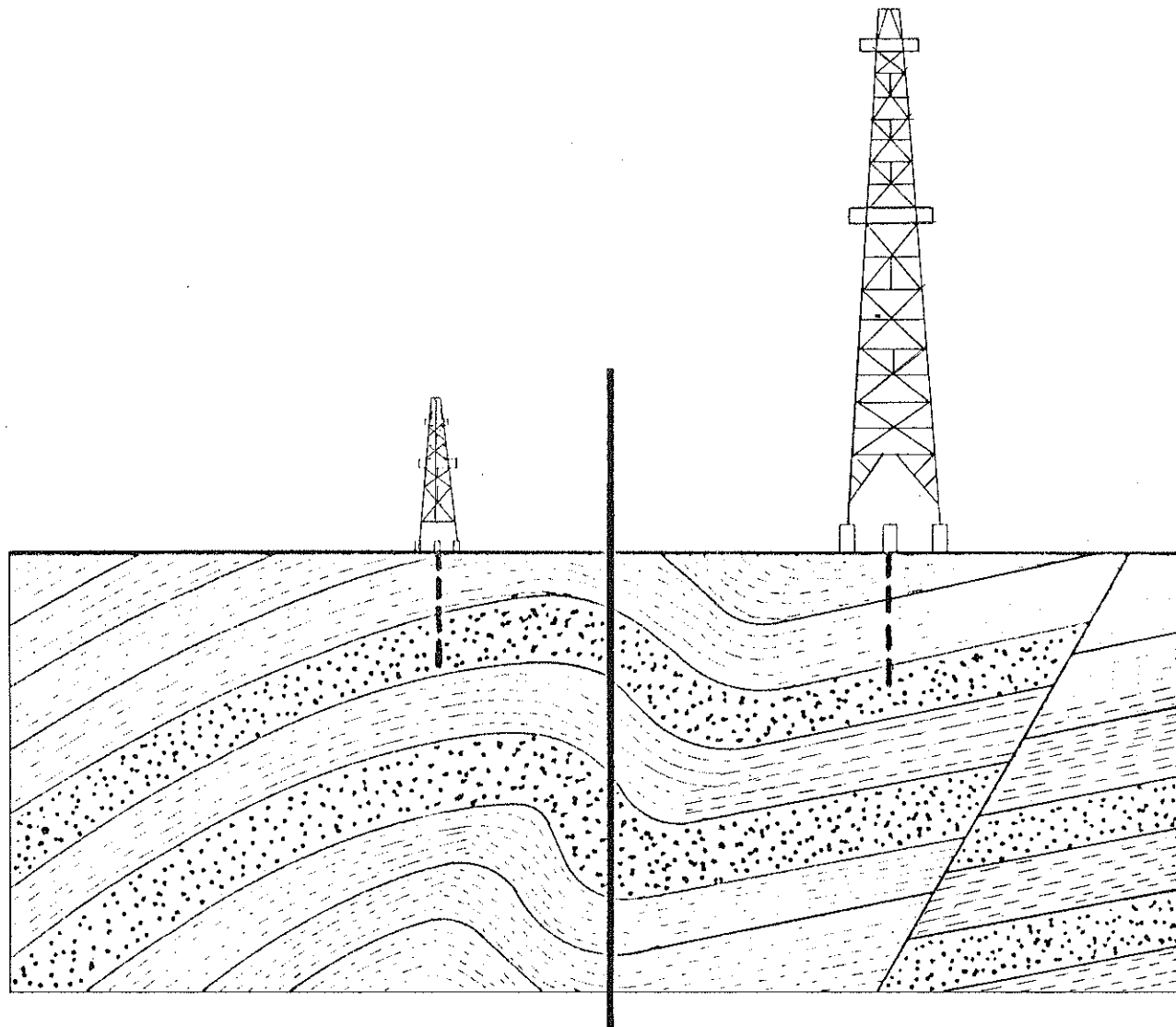
CONCEPTO FISICO - GEOMETRICO DE LAS MINAS



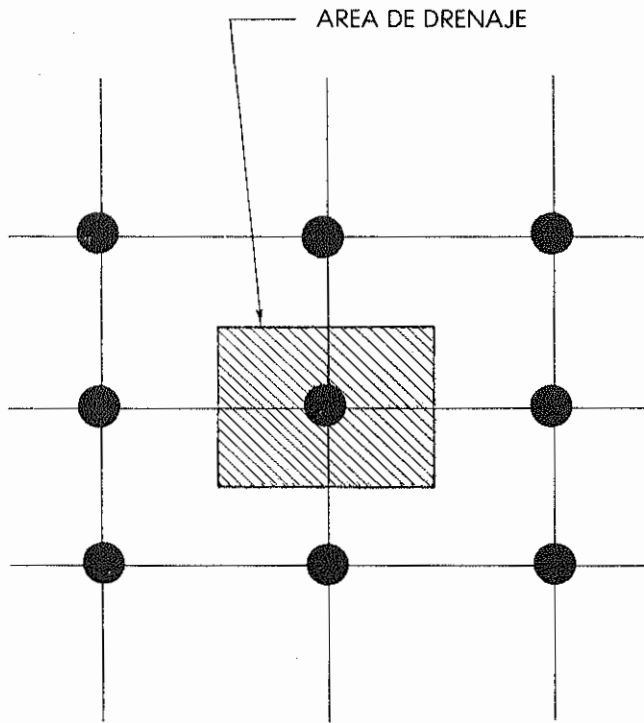
PERFORACION DIRECCIONAL



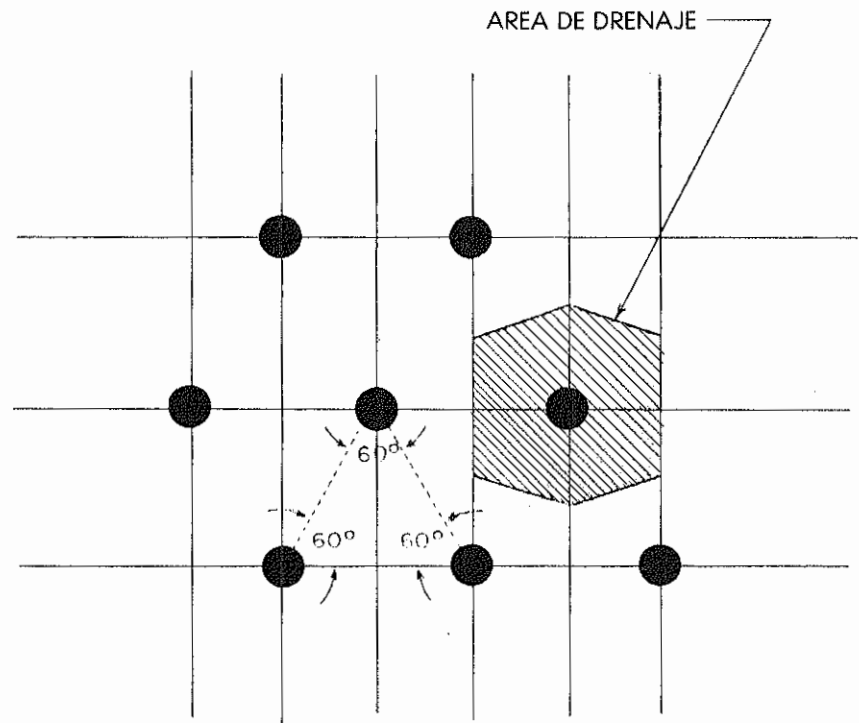
YACIMIENTO COMUN



REJILLA DE ESPACIAMIENTO PRIMARIO Y SECUNDARIO



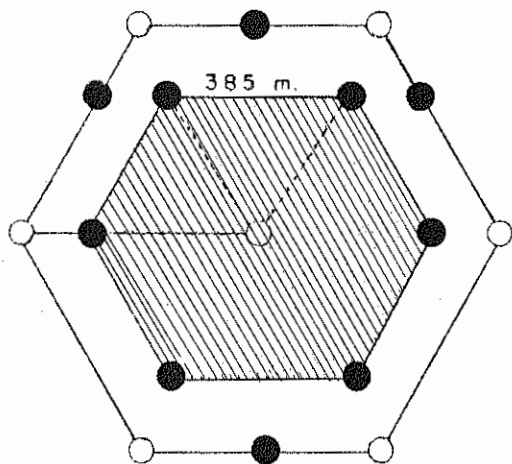
PLANILLA RECTANGULAR



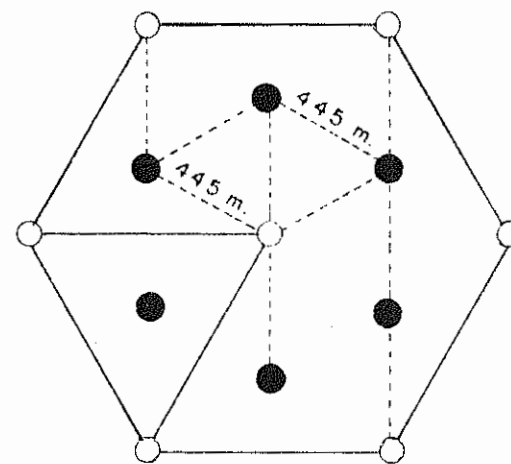
PLANILLA TRIANGULAR

● POZOS

REJILLA DE ESPACIAMIENTO PRIMARIO Y SECUNDARIO



REJILLA SECUNDARIA
(ESPACIAMIENTO DE 385 M.)



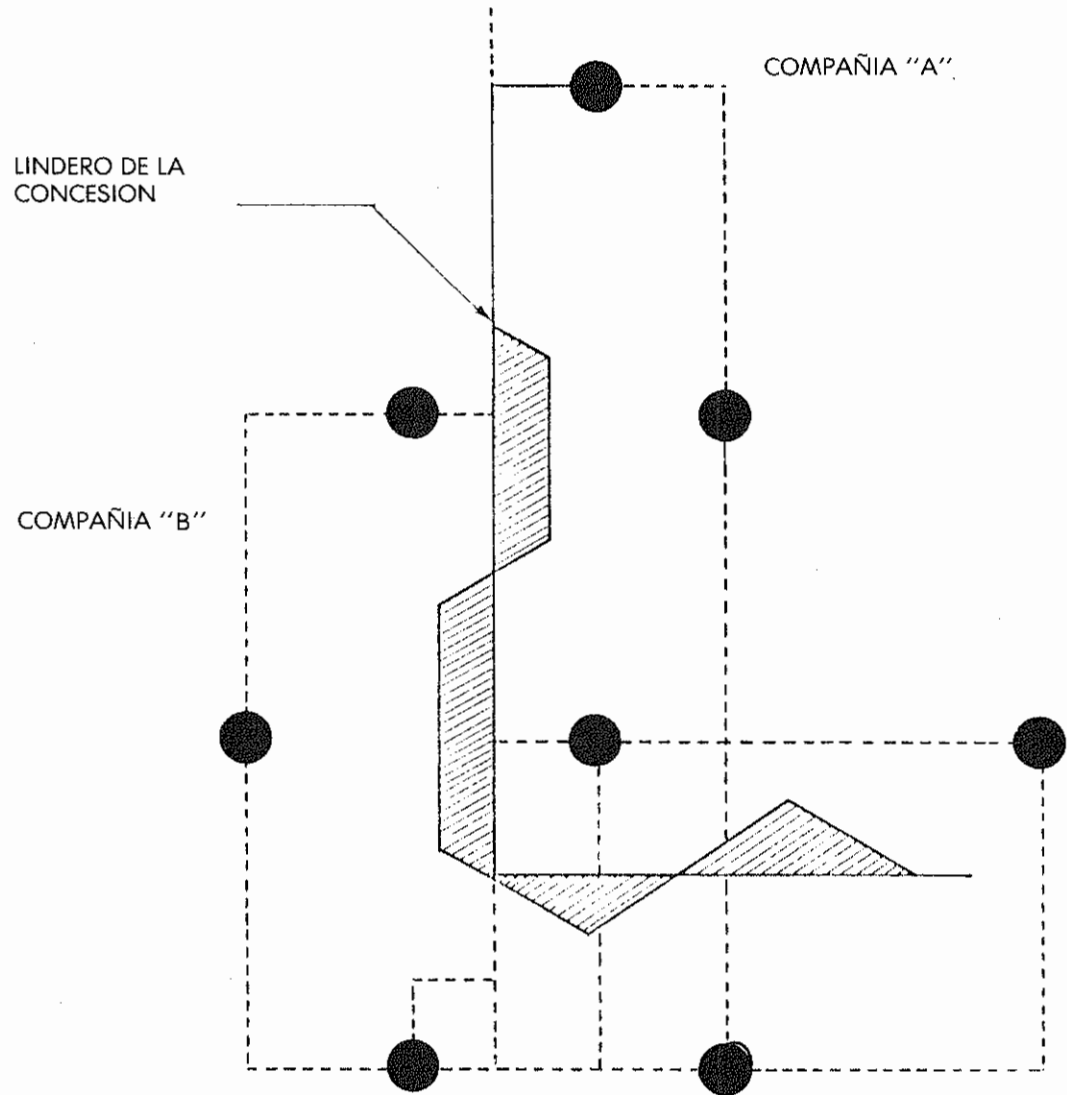
REJILLA SECUNDARIA
(ESPACIAMIENTO DE 445 M.)

ESPACIAMIENTO PRIMARIO = 127 M.

○ LOCALIZACION PRIMARIA

● LOCALIZACION SECUNDARIA

ESPACIAMIENTO DE POZOS - FORMULA DE STAUTH



LAS SECCIONES RAYADAS INDICAN AREAS DE DRENAJE DE CADA EXPLOTADOR

CALCULO DE DEFICIENCIAS

EL VOLUMEN RECIBIDO POR UNA PARTE, DEL TOTAL ACUMULADO PRODUCIDO POR EL YACIMIENTO, ES MENOR EN COMPARACION CON EL TOTAL RECIBIDO POR LAS OTRAS PARTES (PAGO DEL DRENAJE)

A = ADELANTO O DEFICIENCIA

P A = PRODUCCION ACUMULADA DE LA EMPRESA

E A = PARTICIPACION DE LA EMPRESA (%)

P T = PRODUCCION ACUMULADA DEL YACIMIENTO

$$A = P A - E A \times P T$$

	<u>EA</u>	<u>PT</u>	<u>PA</u>
EMPRESA A	20%	120	30

$$A = 30 - 0.20 \times 120$$
$$30 - 24 = 6 \text{ (ADELANTO)}$$

	<u>EA</u>	<u>PT</u>	<u>PA</u>
EMPRESA A	20%	200	30

$$A = 30 - 0.20 \times 200$$
$$30 - 40 = -10 \text{ (DEFICIENCIA)}$$



PAGO DE DEFICIENCIAS M E T O D O I

DE LA PRODUCCION DEL YACIMIENTO SE DESTINA UNA CANTIDAD PARA EL PAGO DE LAS DEFICIENCIAS DE LAS PARTES.

PRODUCCION DEL YACIMIENTO	6.000 B/D
VOLUMEN DESTINADO PAGO	<u>1.000 B/D</u>
PRODUCCION A SER REPARTIDA	5.000 B/D

EMPRESA	PORCENTAJE	ADELANTO	DEFICIENCIA
A	50%	1500	
B	45%		900
C	5%		600

CUOTAS POR DEFICIENCIA:

$$\text{EMPRESA B} = \frac{1000 \times 900}{1500} = 600$$

$$\text{EMPRESA C} = \frac{1000 \times 600}{1500} = 400$$

DISTRIBUCION DE LA PRODUCCION

EMPRESA	CUOTA PRIMARIA	CUOTA DEFICIENCIA	CUOTA TOTAL
A	2500		2500
B	2250	600	2850
C	250	400	<u>650</u>
			6000

PAGO DE DEFICIENCIAS

M E T O D O II

SE DEDUCE UN PORCENTAJE DE LA PRODUCCION DE LA PARTE ADELANTADA PARA EL PAGO DE LAS DEFICIENCIAS.

PRODUCCION DEL YACIMIENTO: 6000 B/D

EMPRESA	EQUIDAD	CUOTA PRODUCCION	ADELANTO	DEFICIENCIA	CUOTA DESTINADA (20%)	DESTINADA
A	50%	3000	1500			600
B	45%	2700		900		
C	5%	300		600		

CUOTAS POR DEFICIENCIA:

$$\text{EMPRESA B} = \frac{600 \times 900}{1500} = 360$$

$$\text{EMPRESA C} = \frac{600 \times 600}{1500} = 240$$

DISTRIBUCION DE LA PRODUCCION

EMPRESA	CUOTA PRIMARIA	CUOTA DESTINADA	CUOTA DEFICIENCIA	CUOTA TOTAL
A	3000	- 600		2400
B	2700			3060
C	300			540
				<u>6000</u>

CPP

CPS

CPB

CPNR

CPT

$$\text{CPP} + \text{CPS} = \text{CPB}$$

CPNR

$$\text{CPT} = \text{CPB}$$

$$\text{CPT} = \text{CPB} + \text{CPNR}$$

$$\text{CPT} = \text{CPB} - \text{CPNR}$$

CUOTAS DE PRODUCCION

FECHA EFECTIVA

ESTADO

EXPLORADOR "B"

EXPLORADOR "A"

1971

1963

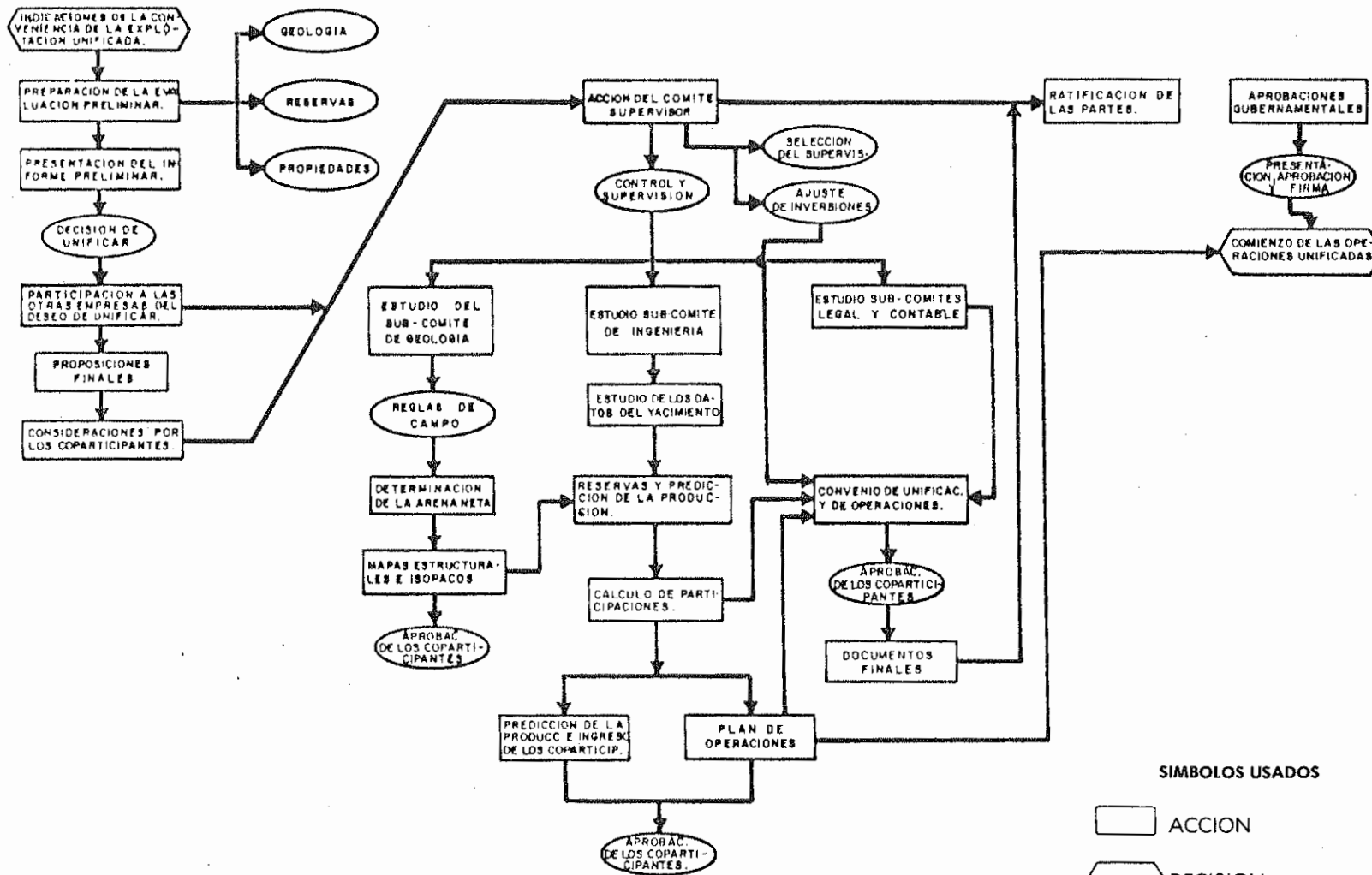
1962

1963

1962

EXPLORACION UNIFICADA 1974

PLANIFICACION PARA UN PROYECTO DE EXPLOTACION UNIFICADA



SIMBOLOS USADOS

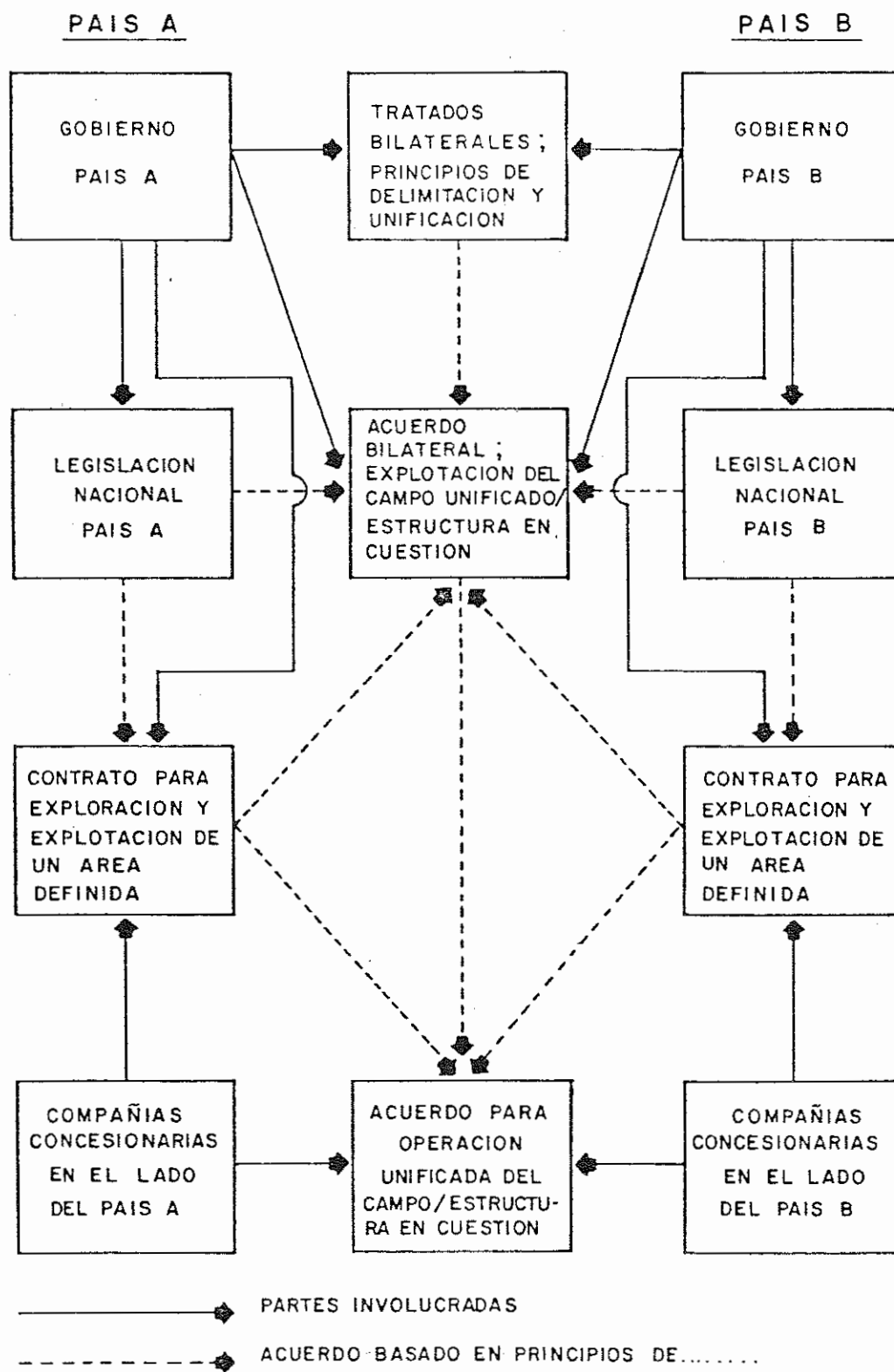
- ACCION
- DECISION
- CONSIDERACION
- SECUENCIA DE OPERACION

TERMINOLOGIA

1. HIDROCARBUROS
2. GAS NATURAL
3. PETROLEO
4. YACIMIENTO DE HIDROCARBUROS
5. CONDICIONES ATMOSFERICAS BASICAS
6. BARRIL
7. YACIMIENTO UNIFICADO
8. AREA UNIFICADA
9. HIDROCARBUROS UNIFICADOS
10. PARTE
11. BIENES DEDICADOS
12. BIENES COMUNES
13. BIENES UNIFICADOS
14. OPERADOR
15. OPERADOR DE LA UNIDAD
16. CUENTA COMUN
17. PRODUCCION BRUTA
18. TASA DE PRODUCCION DIARIA
19. DERECHO DE EXPLOTACION
20. CUOTA DE PRODUCCION BASICA
21. CUOTA DE PRODUCCION NO REQUERIDA
22. CUOTA DE PRODUCCION ADICIONAL
23. CUOTA DE PRODUCCION TOTAL
24. PARTE SOBRE PRODUCTORA
25. PARTE SUB PRODUCTORA
26. PARTE SUMINISTRADORA
27. PARTE DEFICIENTE
28. PARTE INCAPACITADA
29. ATRASO
30. PARTE ADELANTADA
31. PARTE ATRASADA
32. PROGRAMA DE RECUPERACION INDUCIDA
33. RESERVAS RECUPERABLES
34. RESERVAS REMANENTES

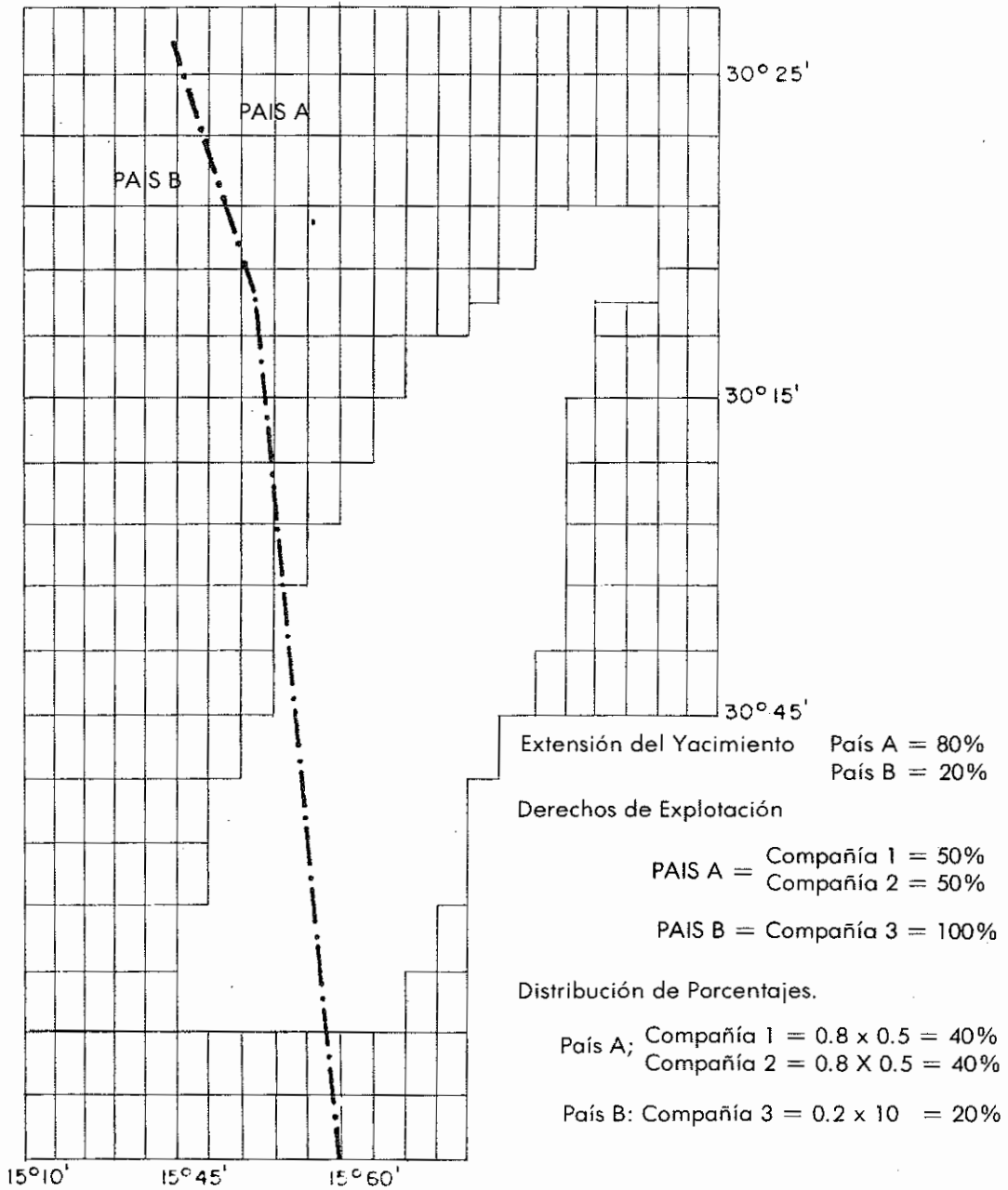
CONSAGRACION A NIVEL INTERNACIONAL

1. "Si una misma estructura geológica o campo mineral, de hidrocarburos o de gas natural se extendiere a través de la línea de delimitación y parte de esa estructura o campo pudiere ser explotado total o parcialmente desde el otro lado de la línea de delimitación, las partes contratantes, después de celebrar consultas técnicas apropiadas, harán esfuerzos para lograr un acuerdo sobre la forma de explotación más efectiva de dicha estructura o campo y sobre la manera en que se repartirán los costos y beneficios relativos a dichas actividades".
2. En caso de que cualquiera de las partes contratantes decida realizar o permitir actividades de perforación para la exploración o explotación, ubicadas dentro de una (1) milla náutica de distancia de la línea de delimitación, deberá notificar dichas actividades a la otra parte.
3. El yacimiento o depósito que se extiende a uno y otro lado de la línea de delimitación, será explotado en forma tal que la distribución de volúmenes del recurso que se extraiga de dicho yacimiento o depósito sea proporcional al volumen del mismo que se encuentra a cada lado de dicha línea.
4. Si una estructura geológica o campo de petróleo o de cualquier otro mineral se extiende a través de la línea divisoria, las partes contratantes, de acuerdo con los explotadores tratarán de celebrar un convenio para la explotación más eficiente del campo y la manera en la cual será repartida la producción.



UNIFICACION A NIVEL INTERNACIONAL

EXTENSION DEL YACIMIENTO Y CUOTAS DE PARTICIPACION A NIVEL INTERNACIONAL



USO RACIONAL DE ENERGIA EN LA PRODUCCION DE ELECTRICIDAD

"LA EXPERIENCIA DE EL SALVADOR"

Francisco E. Granadino
INGENIERO ELECTRICISTA
DIRECTOR EJECUTIVO

1. INTRODUCCION

Centroamérica es un área con recursos energéticos naturales limitados a unas pocas fuentes, como lo son en forma de energía primaria, los recursos vegetales, hidráulicos, geotérmicos y los hidrocarburos.

Muchas veces al hablar de energía se asocia el concepto con la energía eléctrica, la cual es en realidad el producto de la transformación de formas de energía primaria, por lo que se le califica como energía secundaria y se utiliza como tal en el consumo humano.

La República de El Salvador, con una extensión territorial equivalente al 5% de Centroamérica y una población de aproximadamente el 25% de los habitantes de la región, ocupa en el área un lugar prominente como país productor de energía eléctrica, poseyendo un parque de generación integrado con Centrales hidroeléctricas, térmicas convencionales y geotérmicas y un sistema de transmisión formado por una red que ha garantizado gran confiabilidad a la oferta de energía eléctrica, componente importante en el desarrollo económico y social del país.

El uso de la energía eléctrica se inició en El Salvador a principios del presente siglo y su primer uso fue relacionado al sector residencial, posteriormente se ocupó en el área comercial y alumbrado público y finalmente se incorporó a mover las máquinas de las instalaciones industriales. Ori-

ginalmente la energía eléctrica se obtenía de pequeñas plantas que quemaban gasolina o diesel y con el incremento en la demanda se planteó la explotación a nivel comercial, para lo cual se constituyeron empresas privadas de servicio público que instalaron pequeñas centrales hidráulicas y térmicas con capacidades gobernadas por una demanda sin proyecciones.

2. EL MERCADO DE LA ENERGIA ELECTRICA

2.1 DESARROLLO INSTITUCIONAL

El desarrollo tecnológico, como consecuencia de la segunda guerra mundial, se sintió en El Salvador, dando inicio a su desarrollo industrial, presionado además por el gran crecimiento poblacional y la estrechez territorial; esto provocó que se presentaran demandas de energía eléctrica que no podían ser satisfechas con los medios de generación de que se disponía en la década de los 40.

El crecimiento desordenado de la demanda y la incapacidad de la empresa privada de promover una oferta adecuada, fue motivo para que por decreto legislativo se creara en el año 1948 la Comisión Ejecutiva Hidroeléctrica del Río Lempa (CEL), como Ente Autónomo de Servicio Público para resolver el problema, a nivel nacional, de abastecimiento de energía eléctrica, con fines de desarrollo económico y social.

Con la entrada en operación comercial, en junio de 1954, de la primera unidad de 15 MW de la Central de 5 de noviembre, primer aprovechamiento hidroeléctrico realizado por la CEL, se inició en la República de El Salvador una nueva época en que desaparecieron las restricciones para el uso de la energía eléctrica.

A la fecha, la CEL dispone de un Sistema Hidrotérmico de Generación, compuesto por modernas plantas, cuya capacidad instalada de 455 MW, constituye una adecuada oferta para el mercado eléctrico nacional. El sistema CEL sufre el 98% de las demandas nacionales de potencia y energía.

En el año de 1981, por decreto del Poder Ejecutivo se modificó la Ley de la CEL para incorporar dentro de sus objetivos "desarrollar, conservar, administrar y utilizar los recursos energéticos y fuentes de energía de El Salvador".

Dentro de los objetivos de la CEL como responsable del sector de energía eléctrica se trazaron las siguientes políticas:

- Proyectar el crecimiento de la demanda por parte del consumidor y planificar la expansión del sistema en forma de mantener una oferta de energía eléctrica anticipada a la demanda.
- Aprovechar en forma racional los recursos naturales existentes en el país para generar energía eléctrica.
- Estudiar y promover medidas tendientes al uso racional de la energía por parte de los consumidores.
- Mantener un programa permanente de investigación de fuentes no convencionales de energía.
- Hacer llegar a la mayor cantidad de habitantes los beneficios de la energía eléctrica.

- Hacer uso racional de las fuentes internas y externas del financiamiento.

2.2 EVOLUCION DE LA DEMANDA

Una aguda escasez eléctrica prevalecía en el país antes de que la CEL iniciara sus operaciones en junio de 1954. A mediados del siglo, la capacidad de potencia eléctrica instalada en El Salvador, era del orden de 33 MW, de los cuales el 50% era suministrado por servicios públicos y el otro 50% provenía de 200 pequeñas plantas privadas empleadas en actividades industriales.

Al disponer de una oferta de suministro de energía eléctrica sin restricciones, la demanda creció rápidamente en los primeros años llegando a establecerse un incremento histórico de la demanda de potencia y energía del orden de 10.5%, lo cual implica que ellas se duplican cada 7 años. Para determinar los pronósticos de la demanda se ha establecido que las pérdidas por transformación y distribución son del orden del 15% de la generación neta. La demanda máxima del sistema se determina utilizando el pronóstico de generación neta anual y un factor de carga constante de 0.57. En la Figura 1 se indica los crecimientos de la demanda y la capacidad instalada a partir del año 1954.

2.3 COMPOSICION PORCENTUAL DE LA DEMANDA

Los requerimientos del consumo han sufrido cambios en su magnitud desde que la CEL inició la generación de electricidad, sin embargo el sector industrial a ocupado siempre el primer lugar en la demanda de potencia y energía siguiendo en su orden los sectores residencial, comercial y gubernamental.

En el cuadro siguiente se muestra la evolución de la composición porcentual de la demanda.

	1977	1981	
Industrial	45.5%	466.1 Gwh	38.9 %
Residencial	26.6	383.1	31.9
Comercial	13.5	165.0	13.8
Gubernamental	14.7	185.4	14.5
	100.0	1,199.6	100.0

3. PRODUCCION DE ELECTRICIDAD EN EL SALVADOR

3.1 HIDROELECTRICIDAD

Desde que la CEL fue encargada de desarrollar, conservar y administrar los recursos capaces de generar electricidad en El Salvador, su política fue orientada a la explotación de los recursos naturales y es precisamente por esta razón que el instituto eléctrico se denominó como una Comisión Ejecutiva, para explotar el recurso hidráulico del Río Lempa generando electricidad en beneficio del país.

El Río Lempa es el más caudaloso de la América Central en la vertiente del Océano Pacífico y es el mayor recurso hidráulico disponible a nivel nacional. Su cuenca internacional es de aproximadamente 20,000 kilómetros cuadrados, de los cuales aproximadamente la mitad corresponde a territorio salvadoreño.

Desde los primeros estudios realizados se planteó su utilización planificando su explotación racional en una serie de siete aprovechamientos en cascada (Ver Figura II), que permitirán disponer de 1,404 MW de potencia y 4,499 GWH de energía media, de lo cual se dispone actualmente de 232 MW de capacidad instalada y 1,132 GWH de energía media, que representan el 17.2% y el 26.3% respectivamente del potencial total.

Los aprovechamientos hidroeléctricos del Río Lempa, de acuerdo a los estudios realizados, son los siguientes:

	TOTAL	ACTUAL	AÑO	Gwh/AÑO
Guajoyo	* 15 MW	* 15 MW	1963	* 54
Zapotillo	120			422
Paso del oso	40			152
Cerrón Grande	270	135	1977	515
5 de Noviembre	202	82	1954	703
El Tigre	540			718
San Lorenzo	180	** 180	1983	722
San Marcos	52			208
	1,404 MW	232 MW		4,499

* Al entrar en operación Zapotillo se cancela

** Al entrar en operación San Lorenzo el aprovechamiento del Río, será de 30.5% en potencia y 43.1% en energía.

La mayoría de los ríos salvadoreños son de pequeño caudal inferior a un metro cúbico por segundo durante la estación lluviosa y permanecen sin caudal en la estación seca. Los ríos de flujo más grande, representan una fuente de aprovechamiento hidráulico adicional al Río Lempa.

El resumen del potencial disponible de energía hidráulica para generar electricidad, se resume así:

Río Lempa	1,404 MW
Ríos de Flujo permanente	60
Lagos (Olomega, Ilopango)	45
Ríos de estación lluviosa	43
	1,552 MW

3.2 TERMOLELECTRICIDAD

Dentro de la planificación del equipamiento eléctrico, para atender la creciente demanda del mercado, se incorporaron centrales convencionales de generación térmica para afirmar energía, debido a la irregular hidrología en la cuenca del Río Lempa, llegando a disponer de una capacidad instalada de 128.2 MW, distribuidos así:

Centrales Térmica a Vapor	63 MW	1966 y 1969
Centrales Térmicas a Gas	65.2	1972/73

La incorporación de las unidades térmicas al sistema fue totalmente justificada en su oportunidad con la mejor opción técnica y económica.

3.3 GEOTERMoeLECTRICIDAD

Desde el año 1954 se iniciaron en la República de El Salvador investigaciones para establecer la existencia de recursos geotérmicos capaces de general electricidad.

En la búsqueda que fue intensificada en la década de los 70, se logró identificar el campo geotérmico de Ahuachapán como capaz de producir 100 MW de potencia eléctrica.

Paralelamente se realizaron investigaciones en otras áreas del país en las que se manifiesta la presencia de la energía endógena, habiendo determinado la existencia de los campos geotérmicos de Berlín, San Vicente y Chinameca en el Oriente del país y Chipilapa en las proximidades de Ahuachapán.

Los estudios realizados han permitido instalar y poner en operación una central con capacidad instalada de 95 MW en Ahuachapán, han establecido la factibilidad de otra central en Berlín y han señalado la posibilidad de explotar en Chipilapa, San Vicente y Berlín otros campos geotérmicos.

Con los datos que actualmente se dispone, se ha estimado la posibilidad de generar energía eléctrica con los recursos geotérmicos así:

Central Ahuachapán	95 MW (en operación desde 1975)
Central Berlín	55
Central Chipilapa	55
Central San Vicente	55
Central Chinameca	35
	<u>295 MW</u>

3.4 CAPACIDAD INSTALADA

La capacidad instalada del sistema de genera-

ción de energía eléctrica se ha incrementado en una forma planificada desde el año 1954 a la fecha, creciendo de 30 MW hasta 455.2 MW en el año 1982, con la siguiente composición actual:

Hidroelectricidad	323 MW	51.0%
Geotermoelectricidad	95	20.9
Termoelectricidad	<u>128.2</u>	<u>28.1</u>
	455.2	100.0%

En la figura III, se puede ver la evolución histórica de la capacidad instalada, en la que se observa la gran participación de la hidroelectricidad y recientemente, a partir de 1975, el componente de capacidad geotérmica ha llevado al 72% la capacidad instalada de generación de energía eléctrica con recursos naturales. Al entrar en operación la Central Hidroeléctrica San Lorenzo, en el curso del prete año, la composición de la capacidad se modifica, alcanzando el 80% la capacidad instalada capaz de generar con recursos naturales.

1984		
Hidroelectricidad	412 MW	64.9%
Geotermoelectricidad	95	15.0
Termoelectricidad	<u>128.2</u>	<u>20.1</u>
	635.2	100.0

4. CONSUMO DE ENERGIA EN LA INDUSTRIA

El sector industrial es el preponderante en el consumo de energía eléctrica, habiendo participado hasta en un 47% de la demanda total, sin embargo a raíz de la crisis socio-económica actual su participación se ha restringido al orden de 39%.

Tres son las formas de energía que participan en la implementación del sector industrial y ellas son: derivados de petróleo, residuos vegetales y electricidad. De estos tres insumos el que tiene mayor participación es el petróleo con el 47% seguido del bagazo de caña con el 37.5% y finalmente la electricidad con el 15.5%.

En el año de 1981 el consumo de energía en el sector industrial del país, por producto es el siguiente:

	Tcal	%
Electricidad	449	15.5
Fuel - Oil	1058	36.6
Diesel - Oil	242	8.4
Residuos Vegetales	1079	37.3
Otros (derivados petróleo)	63	2.2
	<u>2891</u>	<u>100.0</u>

En este cuadro se observa la alta participación de los derivados del petróleo, particularmente el fuel oil, que en conjunto representan el 47.2% del consumo energético en la industria. La alta participación de los productos petroleros en el consumo industrial pone de manifiesto la necesidad de racionalizar su consumo ya que son productos importados y causan serios problemas en la balanza de pagos.

Por su parte la electricidad participa con el 15.5% y ha manifestado una tendencia definidamente creciente, debido a un claro mecanismo de sustitución de diesel por electricidad. Exceptuando las las pequeñas cantidades usadas como consumo propio en la refinería, el diesel se usa para la producción de vapor, el que a su vez se emplea en procesos de calentamiento y movimiento.

El crecimiento relativo de la electricidad sugiere que las nuevas industrias son del tipo electro-intensivos, como textiles, zapatos, etc., en lugar de termo-intensivos como los ingenios azucareros. En el sector industrial se hace evidente el uso racional de la energía, para lo cual se reconoce la necesidad de efectuar estudios que determinen las eficiencias con que las diferentes industrias consumen la energía, las posibles sustituciones entre una y otra fuente y los costos de modificaciones o sustituciones de los procesos actuales, con miras a lograr mejores eficiencias.

En El Salvador no se tiene una política definida en relación con las acciones que deben realizar los sectores públicos y privados en relación con el uso

racional de la energía en el sector industrial, aunque sí existen planes de realizar estudios de audits.

Dentro del Programa de Fortalecimiento de la capacidad de Planificación Energética, actualmente se tramita entre la CEL y el Banco Interamericano de Desarrollo (BID), un estudio titulado "Planificación de la Conservación de la Energía y Auditos Energéticos". De parte del sector privado, está por realizarse en colaboración con el Instituto Centroamericano de Investigación de Tecnología Industrial (ICAITI), una serie de audits de energía en la mayoría de las empresas industriales.

En la figura IV, se puede observar la estructura del consumo de energía para el año 1982.

5. PLANTEAMIENTO DEL ESQUEMA ENERGETICO

Dentro de la realidad que vivimos, debemos plantear con la mejor propiedad las características de nuestro universo energético, y dentro de este contexto fijar los horizontes que marquen las metas a alcanzar.

Es necesario en todo caso conocer el comportamiento histórico del sector energético, para de allí derivar un diagnóstico y posteriormente plantear las proyecciones autónomas y no autónomas de acuerdo a los antecedentes históricos y a la política socio-económica de beneficio nacional.

5.1 SITUACION DE LA DEMANDA

De los balances energéticos históricos se llegó a establecer que el sector energético ha tenido un comportamiento de crecimiento bastante uniforme en el período 1970 - 1978, con una tasa aproximada del 5%, observándose una marcada declinación en el período 73-74 y 78-79; el primero debido al planteamiento de la crisis energética y el segundo debido a la situación socio-política que vive el país.

Para el año 1982 la situación del consumo de energía en El Salvador se presentó así:

SECTOR	%
Industrial	16.5
Residencial y Comercial	67.7
Transporte	14.2
Gobierno	0.9
Otros	0.7

Estos consumos fueron cubiertos con las siguientes fuentes de energía secundaria:

FUENTE	1979	1982
Electricidad	5.0 %	5.4 %
Derivados de Petróleo	29.0	24.2
Leña	59.0	64.8
Residuos Vegetales	6.8	5.5
Otros	0.2	0.1

Tanto la composición porcentual del consumo, como la de la oferta de energía, se ha mantenido en el período 1970 - 1978 dentro de los términos del año 1979.

dentro de los sectores de consumo cabe destacar la gran participación del residencial y comercial, debido a la incidencia que ejerce el consumo doméstico rural con el uso de leña; y el sector transporte, que aunque sólo participa con el 14.2% representa el 59% de consumo en derivados del petróleo.

Dentro de las fuentes de suministro de energía, es el producto leña el que contribuye masivamente con el 64.8%, siguiéndole en magnitud los productos derivados del petróleo con el 24.4%.

5.2 SITUACION DE LA OFERTA

A nivel de energía primaria debemos conocer de cuales fuentes dependemos, cuantificando la disponibilidad de las mismas.

Considerando la importancia de energéticos, es el petróleo la fuente tradicional que suple nuestro mercado para alimentar en su totali-

dad el sector transporte, participar con un 42% en la estructura del sector industrial y con el 3.2% del sector residencial y comercial, para el año 1982.

La disponibilidad del petróleo es por el momento bastante segura, debido a convenios de suministro suscrito con México y Venezuela, limitados al suministro total de seis millones de barriles anuales, sin embargo, es conveniente investigar las posibilidades de suministros de carbón y el eventual uso de la energía termo-nuclear.

Las fuentes naturales de energía primaria son: los recursos vegetales que alimentan el 91.2% del sector residencial y comercial y el 45.4% del sector industrial; y los recursos hidráulicos y geotérmicos que participan en un 5.0% en la alimentación de los sectores de consumo industrial, residencial, comercial y de gobierno a través de la electricidad.

Es también importante establecer cuantos habitantes dependen de cada fuente, para conocer las prioridades y/o implicaciones de las políticas energéticas.

Se han podido establecer cifras aproximadas de los beneficiarios de las diferentes formas de energía de la manera siguiente:

Electricidad	300.000	abonados
Derivados de Petróleo	137.000	vehículos
Leña	3.3	millones usuarios

De estos datos se desprende nuevamente el tremendo impacto que tiene la leña en el sector energético.

5.3 PLANIFICACION ENERGETICA

La Planificación Energética no es más que una secuencia de acciones que se inician con el conocimiento del sector energético a través de los balances históricos, se continúa con el diagnóstico de situaciones para después plan-

tear las hipótesis autónomas y no autónomas que proyectan los planes de desarrollo.

Dentro de este proceso se usan los balances energéticos como herramientas que orientan el planteamiento en sus prospecciones.

El planteamiento energético, como lo hemos concebido, incorpora dentro de sus elementos el diagnóstico del sector, el cual incluye el análisis de tendencias absolutas, el análisis

histórico de estructuras; la evolución de las principales variables económicas y sociales en su relación con la energía y las tendencias que muestran los indicadores macroeconómicos. Además se plantean las proyecciones de la demanda de energía por sectores, por productos y en forma total.

En el cuadro siguiente se presenta la estructura de Consumo Neto de energía para el año 1982.

ESTRUCTURA DEL CONSUMO NETO DE ENERGIA AÑO 1982

%	ENERGIA SECUNDARIA	TCal	SECTORES DE CONSUMO	%	
5.4	Electricidad	1119.6	Industrial	38.0	2.06
			Residencial	30.7	1.67
			Comercial	13.4	0.73
			Gobierno	17.9	0.97
				<u>100.0</u>	
24.2	Derivados de Petróleo	4970.8	Industrial	28.6	6.93
			Residencial y Comercial	9.0	2.17
			Transporte	58.8	14.22
			No Identificados	0.8	0.18
			No Energéticos	2.3	0.56
			Gobierno	0.5	0.12
				<u>100.0</u>	
64.8	Leña	13324.6	Industrial	2.7	1.75
			Residencial	97.3	63.04
				<u>100.0</u>	
5.5	Residuos Vegetales	1130.5	Industrial	100.0	5.50
0.1	Otros (Carbones y Coque)	20.0	Industrial	29.5	0.03
			Residencial	70.5	0.07
				<u>100.0</u>	

6. LA PROBLEMÁTICA ENERGÉTICA EN EL SALVADOR

6.1 ESQUEMA ENERGÉTICO

La sociedad salvadoreña se enfrenta al problema energético dependiendo de tres formas de energía, cada una de ellas con sus propias incidencias.

Los derivados del petróleo aparecen en el esquema energético nacional con características de alto grado de dependencia, elevado costo y fuga de divisas; es sin duda una forma de energía de la cual dependeremos a mediano y largo plazo, por lo que debemos buscar en nuestra planificación la mejor alternativa de su uso. Esta forma de energía es de gran impacto en la economía nacional y afecta sustancialmente los sectores de transporte e industrial.

LA LEÑA

Es un producto energético que afecta una elevada proporción de la población nacional, en particular el sector doméstico rural que es una población de escasos recursos económicos, para los cuales la leña les significa el único contacto con la energía. La leña es una forma de energía usada tradicionalmente y está incorporada masivamente en el esquema energético nacional, siendo su implicación, además de social, ecológico por los efectos de la deforestación.

LA ELECTRICIDAD

Es otra de las formas de energía que se consume en El Salvador, la cual presenta la característica de ser una forma de energía deseable, que puede ser generada por recursos naturales nacionales renovables o por derivados del petróleo. La electricidad es un producto energético que sirve de soporte al desarrollo económico del país, a pesar de su escasa participación en el sector energético, siendo un indicador de la situación en que se desarrolla la economía nacional.

Presentado el esquema bajo la problemática del suministro de energía mediante las tres formas de energía referidas, surge una gran pregunta: ¿Qué podemos hacer?

6.2 FORMULACION DE POLITICAS ENERGÉTICAS

Ante la problemática que se plantea en el sector energético por las limitaciones de la oferta en las formas de energía, hay un denominador común que le corresponde y es el **uso eficiente**.

Las acciones a seguir para hacer frente al problema, se pueden resumir de la siguiente manera:

Para los **derivados del petróleo** se debe incrementar la eficiencia en su consumo y buscar la sustitución con otras fuentes de energía renovable, como es la hidroelectricidad, la geotermoelectricidad y el alcohol etílico.

La leña debe ser consumida con mucha mayor eficiencia mediante el uso de cocinas de fuego cerrado que fácilmente duplica su eficiencia; por otra parte se deben poner en ejecución planes forestales que incluyan el cultivo de árboles para producir leña; y finalmente sustituir parte del consumo de leña con fuentes renovables de bajo costo como lo es el biogas y la bosta.

La electricidad debe ser consumida también con mejor eficiencia; deben acelerarse programas de investigación para el uso de otras fuentes de energía renovable, que como el sol y el viento, son capaces de producir electricidad, e implementar estudios de interconexión eléctrica con los países vecinos.

7. CONCLUSIONES

El seguimiento del comportamiento de la demanda de energía eléctrica y una adecuada planificación en el equipamiento ha permitido a la CEL mantener una oferta firme dimensionada a la necesidad nacional.

Dentro de la filosofía del equipamiento se ha dado prioridad a la utilización de los recursos naturales con miras a proveer toda la energía eléctrica con dichos recursos. Este objetivo fue logrado a partir del año 1977, cuando la capacidad instalada, dentro de lo planificado, alcanzó a cubrir las necesidades totales de potencia y energía eléctrica de todo el país.

Con los criterios expuestos se mantiene una planificación dinámica del equipamiento del sistema eléctrico, que genera programas como el que se presenta como una alternativa en las figuras 5 y 6.

Asociado al Sistema de Generación se ha diseñado y construido una red de líneas de transmisión a 115 KV que interconecta las centrales y transporta la energía eléctrica a los centros de carga. Integrada con el sistema de transmisión se superpone la red de subtransmisión que opera a 44 KV y termina en las subestaciones de distribución donde se inician las líneas de distribución primaria a 13.2 KV (Figura 7).

Como una unidad complementaria, dentro del sistema de generación y transmisión, se ha incorporado el Centro de Operaciones del Sistema (COS), que permite el manejo automático de los equipos del sistema, el cual está implementado en un 75% y está diseñado para planificar, operar y supervisar la generación y transmisión de energía eléctrica por medio de un "Sistema de Computación de Tiempo Real". Este elemento del sistema permite la operación más eficiente, optimizando las disponibilidades de los recursos dentro de las curvas de carga.

En la República de El Salvador, la CEL ha logrado implementar un sistema de generación y transmisión de energía eléctrica que ha cumplido su cometido dentro de los requerimientos socio-económicos del país.

8. INDICE DE FIGURAS

Figura I Capacidad y Demanda Máxima Sistema CEL

Figura II Aprovechamiento Hidroeléctrico Río Lempa
Figura III Estructura de la Potencia Instalada según Fuentes
Figura IV Consumo Neto de Energía Año 1982
Figura V Equipamiento Eléctrico Demanda y Capacidad de Potencia Alternativa y Equipamiento
Figura VI Demanda y disponibilidad de Energía
Figura VII Líneas de Transmisión

CAPACIDAD Y DEMANDA MAXIMA SISTEMA CEL

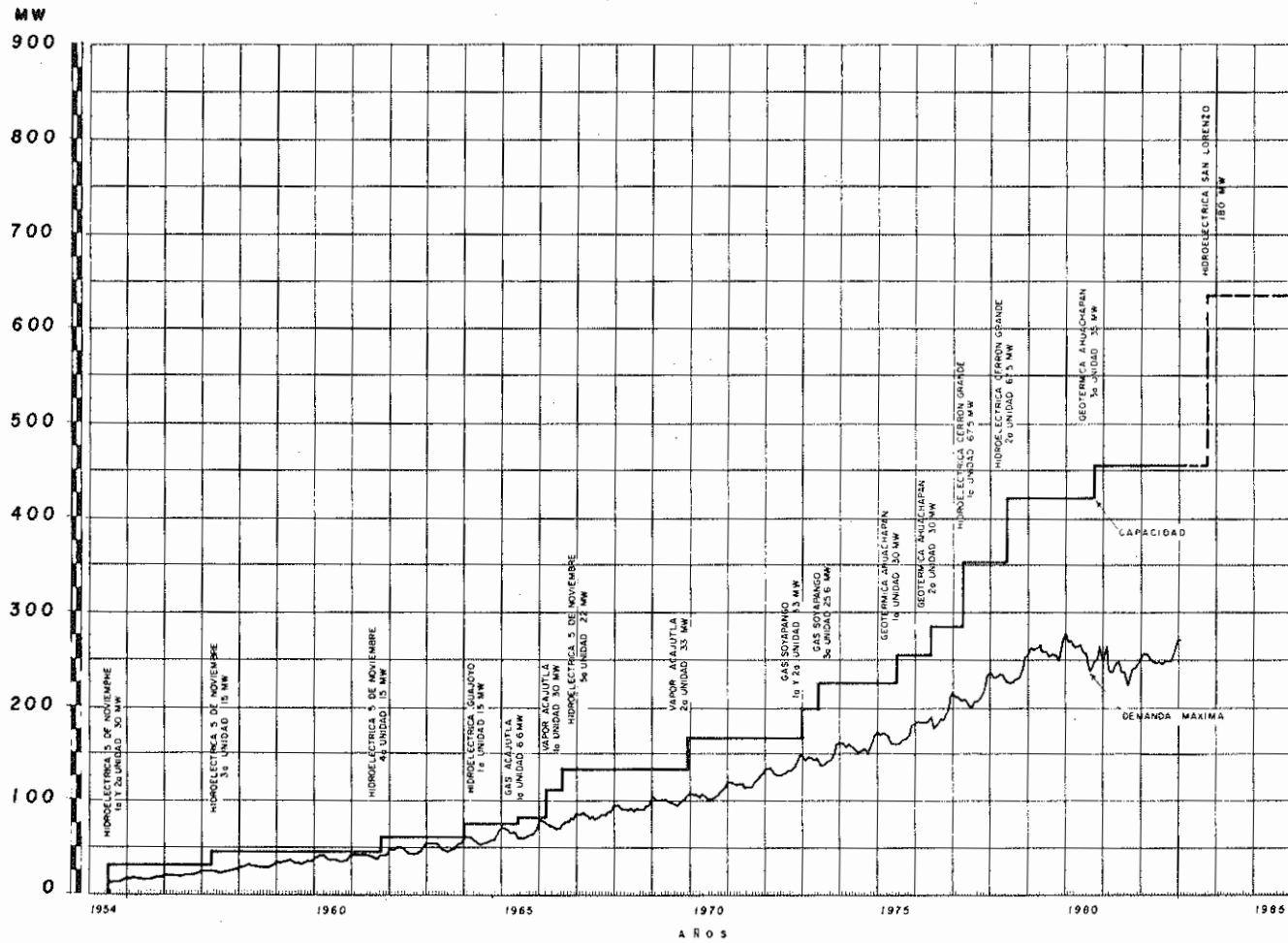


FIGURA N. 1

APROVECHAMIENTO HIDROELECTRICO RIO LEMPA

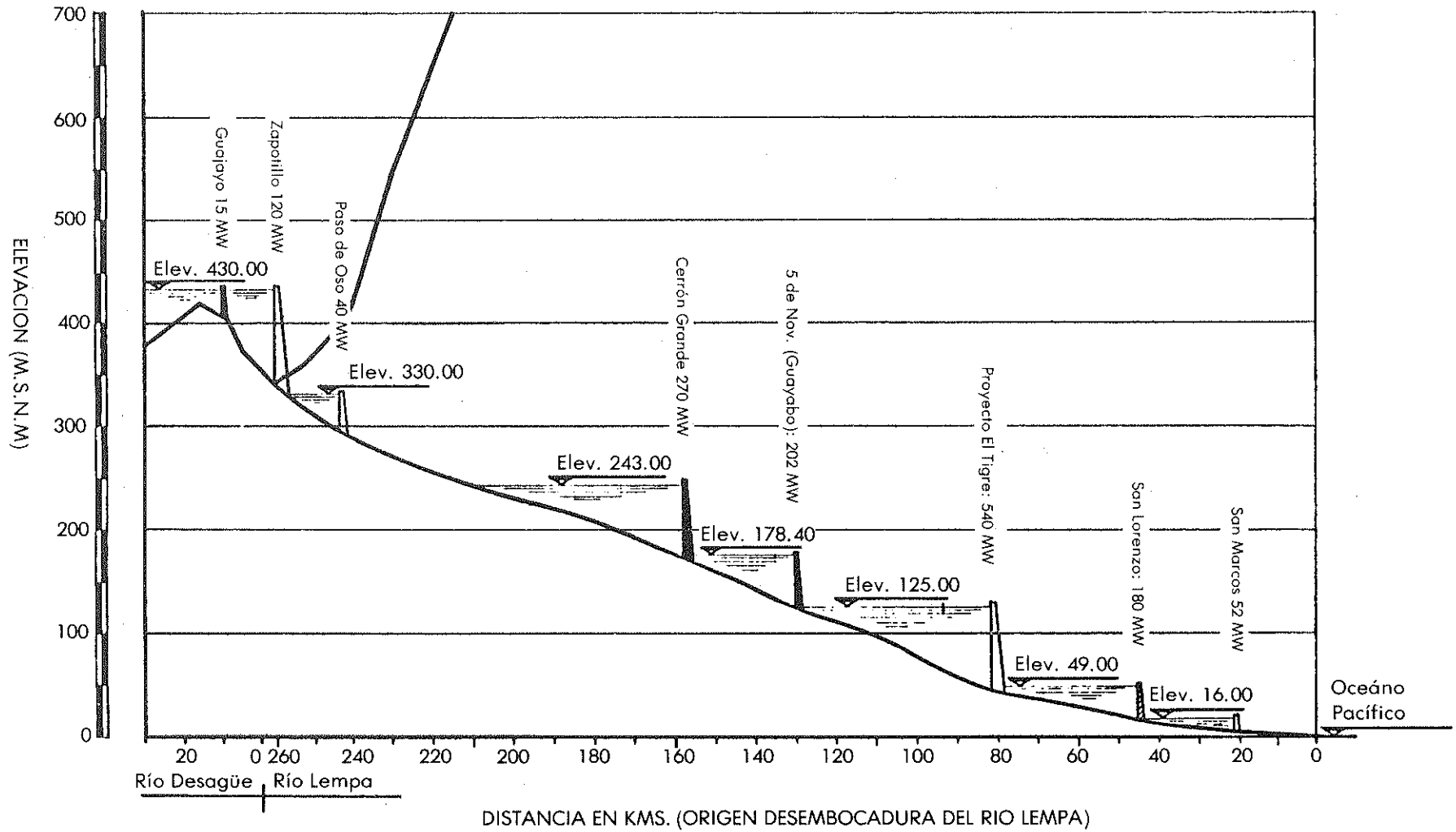


FIGURA II PROYECTOS EN OPERACION PROYECTOS EN EJECUCION PROYECTOS PROPUESTOS

ESTRUCTURA DE LA POTENCIA INSTALADA SEGUN FUENTES

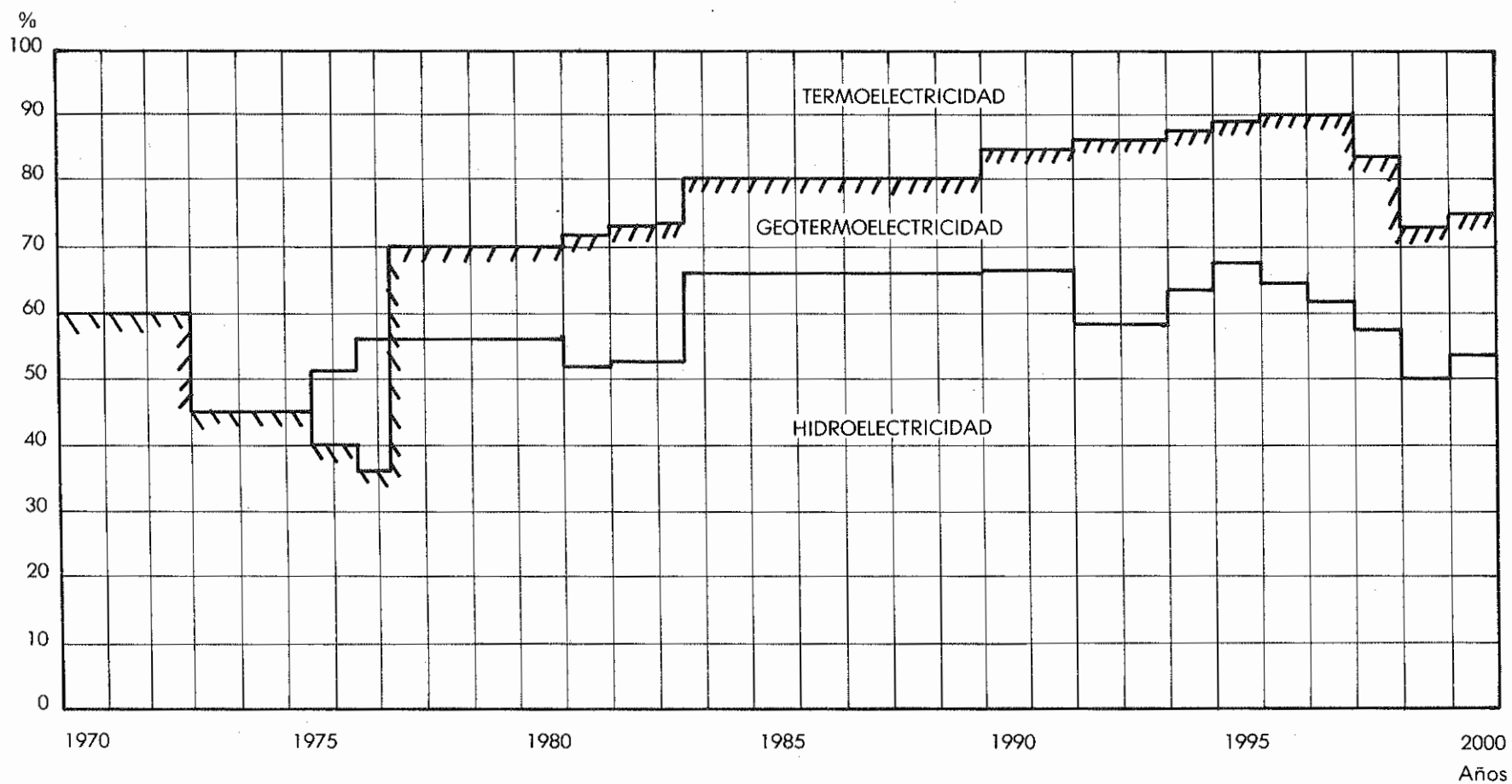


FIGURA III

CONSUMO NETO DE ENERGIA AÑO 1982

ESTRUCTURA POR SECTORES

SECTOR	%	TCAL
Industrial	16.5	3,388.3
Residencial y comercial	67.7	13,919.0
Transporte	14.2	2,923.6
Gobierno	0.9	182.2
Otros	0.7	152.4
TOTAL	100	20,565.5

FORMA DE ENERGIA

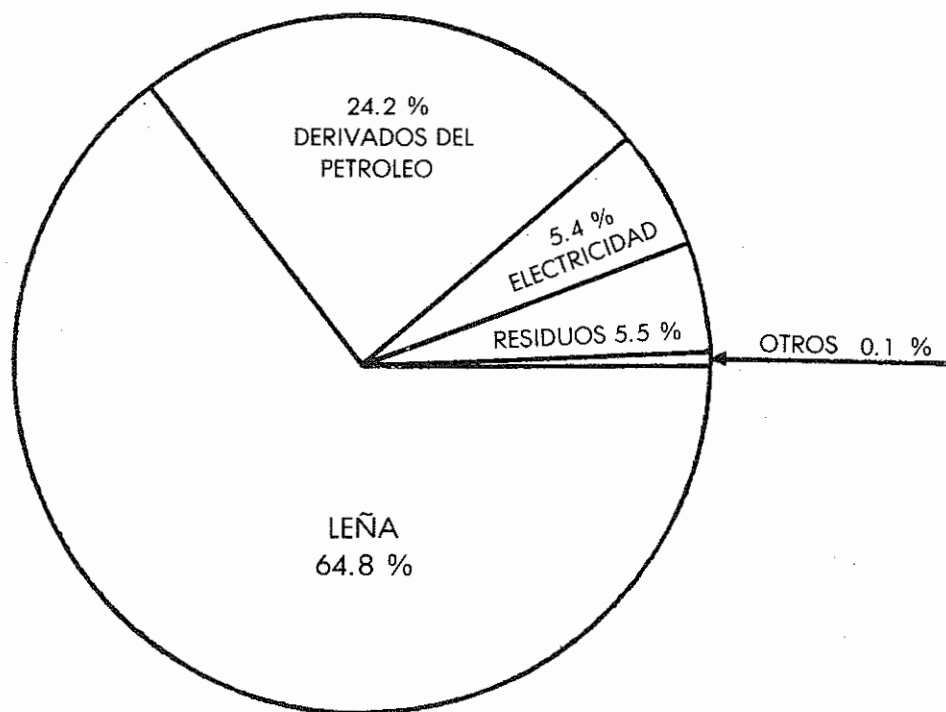


FIGURA IV

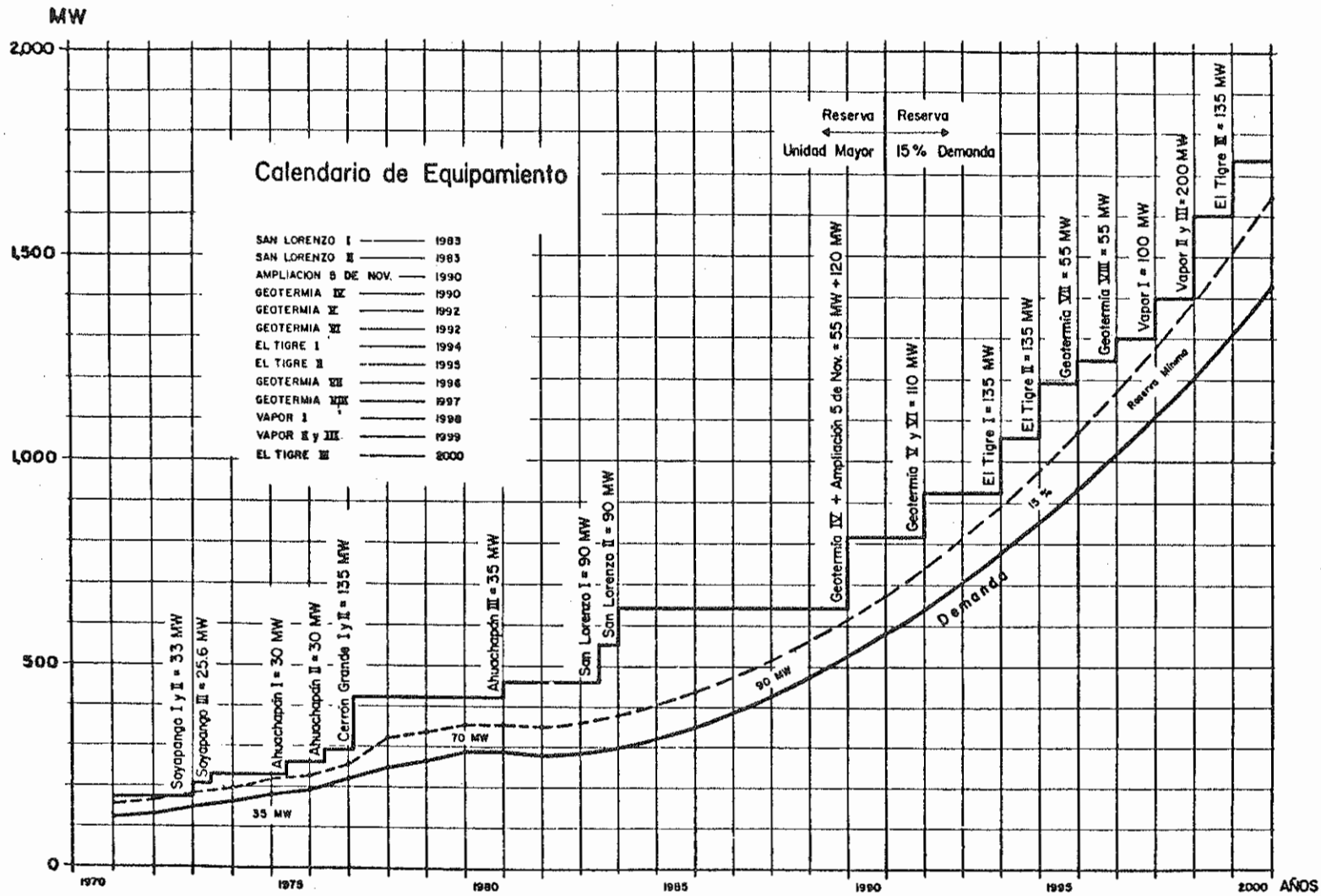
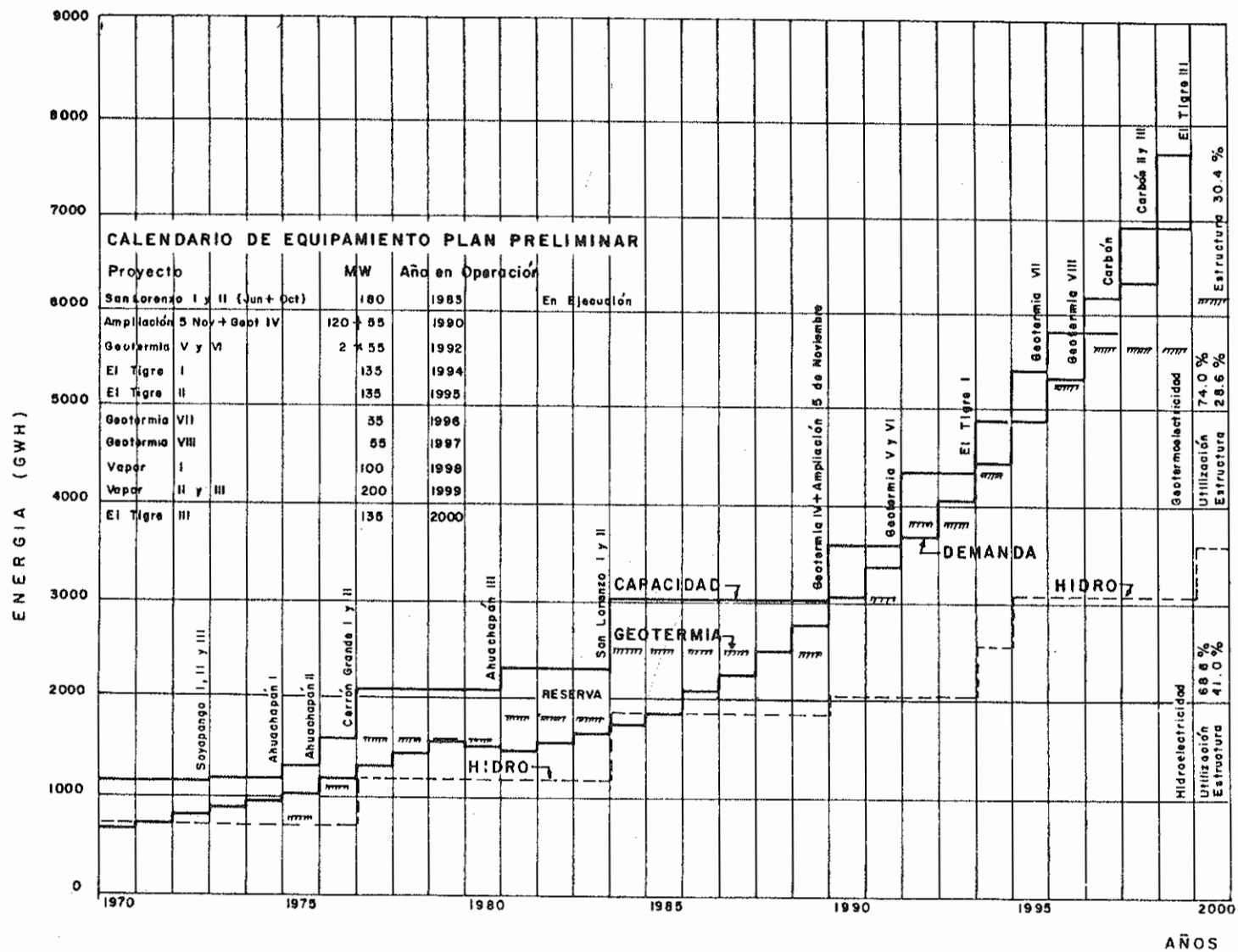


Figura V

Equipamiento Eléctrico Demanda y Capacidad de Potencia

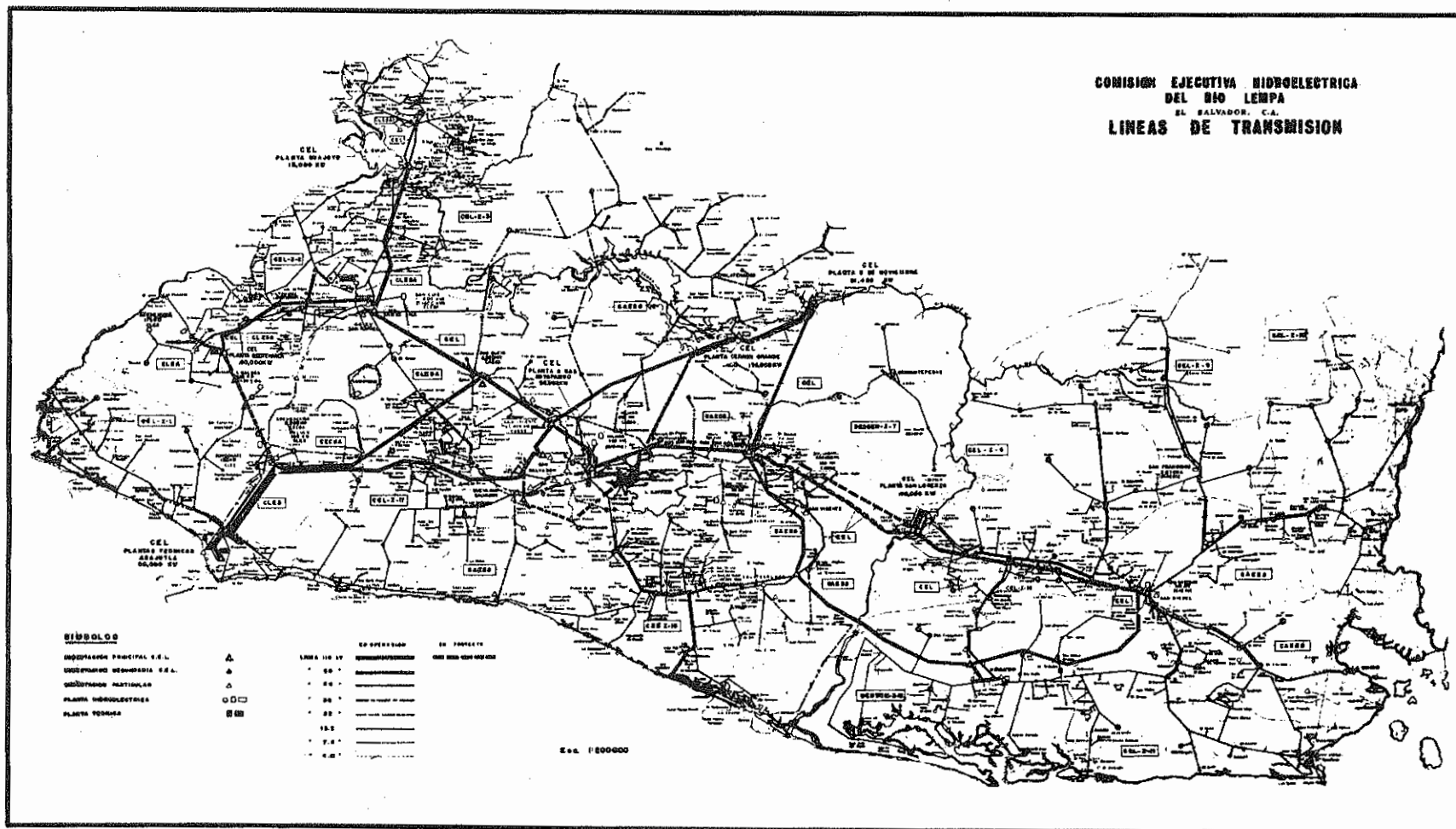


Fuente: Plan Energético Preliminar CEL

— ALTERNATIVA DE EQUIPAMIENTO
DEMANDA Y DISPONIBILIDAD DE ENERGIA

Figura VI

Figura VII



LA BIOENERGIA EN EL BALANCE ENERGETICO DE AMERICA LATINA

Leonel López Rodas

DIRECTOR GENERAL DE FUENTES NUEVAS
Y RENOVABLES DE ENERGIA
MINISTERIO DE ENERGIA Y MINAS
GUATEMALA, GUATEMALA

I INTRODUCCION

Desde hace 10 años, el tema de la crisis energética ha venido cobrando actualidad en forma acelerada, pues en forma directa e indirecta se le responsabiliza del problema económico-financiero que se atraviesa a nivel mundial. Los incrementos de los precios del petróleo parecen ser los motivos principales que dieron origen a la crisis energética que por sobre todo ha golpeado a las economías de los países en desarrollo.

Actualmente, mientras existe gran preocupación por las tendencias de conducta futura del petróleo, carbón mineral y energía nuclear, más de la mitad de la población mundial sufre la escasez de recurso energético primario y su solución adopta la forma de búsqueda diaria de leña para cocinar sus alimentos. Más de 2,000 millones de personas dependen aún casi enteramente de la leña y de otros combustibles tradicionales, entre ellos los desechos de cultivos y animales. En América Latina se ha estimado que aproximadamente el 30 por ciento de la población total depende de la leña, el carbón vegetal y los residuos vegetales y/o adicionales, utilizados con eficiencia que raramente supera el 8 por ciento.

Sobre todo en las zonas rurales, las familias de bajos ingresos utilizan solamente energéticos tradicionales. También en muchos países en desarrollo, la industria depende de la leña y en algunos como Etiopía, Haití, Mali, Nepal y Tanzania, los combustibles tradicionales representan más del 90% del consumo global de energía. La cuantificación es difícil ya que existen pocos estudios profundos para respaldar valores.

Probablemente se llega a quemar en los países en desarrollo todos los años hasta 930 millones de metros cúbicos de madera, 400 toneladas de desechos animales y la misma cantidad de residuos de cosechas, lo anterior equivale a casi 5 millones de barriles diarios de petróleo y representa aproximadamente el 30% de la energía utilizada en los países en desarrollo, el 100% del total de petróleo consumido en América Latina y el 4% del consumo mundial de energía.

La insuficiencia de energía no es un problema nuevo en las regiones de América Latina, Africa y Asia donde el crecimiento de la población y la necesidad de utilizar más tierras para la agricultura ha ejercido una fuerte presión sobre los bosques, lo que se ha agravado mucho más a medida que los mayores precios de la energía convencional han aumentado la demanda de combustibles tradicionales, especialmente carbón vegetal y leña en zonas urbanas. Además del crecimiento en la demanda de materiales de construcción y pulpa de papel. Lógicamente, aparte de los problemas ecológicos de cambios de microclimas que sufren los países, son los más pobres los más afectados, ya que son quienes menos pueden permitirse comprar combustibles convencionales. En algunas regiones se estima que la compra de combustible a una familia rural puede costarle de 35% a 40% de sus ingresos.

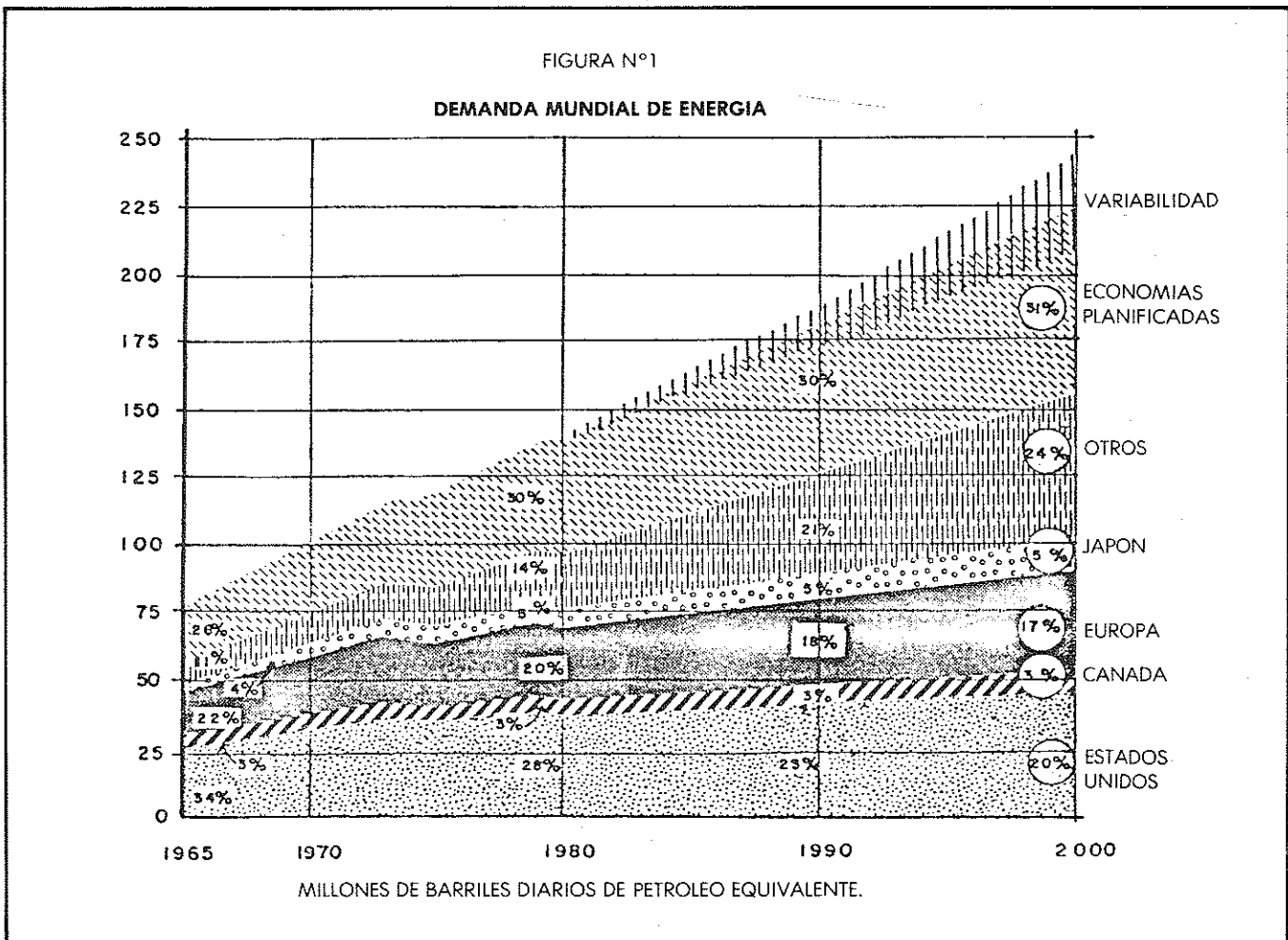
Al escasear más la madera, las personas usan más residuos de cosechas y estiércol, bajando los rendimientos de la tierra, lo que genera presión adicional para destinar más tierras a la agricultura.

Al desaparecer los árboles y otros vegetales se produce la erosión de los suelos y los lechos de los ríos y canales se obstruyen por los sedimentos. Al final, la deforestación reduce la capacidad de la tierra para absorber el exceso de dióxido de carbono causado al quemar combustibles fósiles, lo cual puede provocar aumentos de temperatura en el mundo e influir en el clima.

Se presenta la figura N° 1 a modo de marco de referencia a la participación de América Latina en la Demanda Mundial de Energía. América Latina en esta

gráfica se involucra entre los países del tercer mundo, cuya demanda en 1980 fue el 14% del total mundial y fue igual a la mitad de los Estados Unidos. Asimismo, se ve con claridad que la mayoría de países industrializados, en el horizonte del año 2,000, manifiestan fuerte decrecimiento en la demanda, cumpliendo con los previstos programas de conservación y uso eficiente de la energía en los diferentes sectores de la economía.

Uno de los problemas fundamentales en el campo energético de América Latina lo ha constituido la falta



de información tanto de tipo física como económica, sobre todo en las fuentes de Bioenergía de las cuales posiblemente sólo el caso del alcohol tiene el proceso de comercialización propiamente dicho. Estos combustibles se han considerado "no comerciales" o "marginamente comerciales" ya que son adquiridos comprándolos a un valor monetario determinado localmente entre comprador y vendedor o como producto del esfuerzo físico del usuario.

Además de lo expuesto anteriormente, existen otros factores que complican el tratamiento de la Bioenergía. El caso de la leña, biogas, residuos vegetales, ejercen fuertes influencias sociales y culturales, que determinan el tipo y las unidades por los cuales se mide la leña, variando de país en país. Algunas de esas medidas son: la "raja" y "tarea" en Guatemala, "raja", "pante" y "carretada" en El Salvador, el "guango" en Ecuador, "carga de burro" en Perú. También es muy generalizado usar como unidad de medida la carga de niño, de mujer y de hombre. En ciertas regiones, en donde se tienen facilidades de comunicación, se mezcla el uso de leña y carbón vegetal con otros como kerosene, gasolina y carbón mineral.

Otros de los aspectos que han dificultado generar información en este tipo de fuentes, es que a pesar de que para grandes sectores de la población éstas son las únicas formas de energía que permiten su subsistencia, no ha sido sino hasta hace poco que se ha despertado el interés de los planificadores, que han estado más preocupados de analizar como se financian los requerimientos de equipo para satisfacer la demanda eléctrica, sin poner atención en los energéticos que para muchos países de la región, representan entre un 50 y 75 por ciento en su estructura de energía primaria, cifras que sorprenden a muchos, que piensan que la leña y los residuos vegetales son formas de energía que pertenecen al siglo pasado.

II CARACTERISTICAS DEL PROBLEMA ENERGETICO DE AMERICA LATINA

Al contrario de lo que usualmente se escucha en diferentes foros en donde se plantean programas para reducir el consumo de energía, dando la impresión de

que existen altos consumos de energía, la situación actual de este sector en América Latina y las perspectivas más optimistas a mediano plazo (1995) son claras sobre que el mayor problema energético de la región es el bajo consumo de energía.

Tomando en cuenta las fuentes no comerciales de energía (de muy baja eficiencia en su utilización) el consumo por habitante promedio de la región es de 0.73 TEP/habitantes; alcanzando solamente el 16% de los niveles de países industriales, mientras el consumo de energía comercial es de 0.54 TEP/hab.

Si se realiza un análisis a nivel de países, la situación es aún más grave. De un total de 22 países considerados, solamente 6 llegan al rango de 1.0 a 1.56 TEP/hab., 8 de 0,5 a 0.7 TEP/hab. y 6 en el rango de 0.15 a 0.49 TEP/hab. Aún suponiendo un fuerte incremento del consumo energético por habitante en los próximos años, probablemente llevaría entre 20 y 30 años lograr que todos los países alcancen el nivel mínimo de 1 TEP/habitante.

En América Latina se ha estimado que hay cerca de 100 millones de habitantes, cuyos insumos energéticos básicos son la leña y los residuos vegetales y/o animales que se utilizan con muy bajas eficiencias.

Estos habitantes escasamente llegan a cubrir con dichos recursos energéticos las necesidades de la cocción de alimentos y no pueden pensar en otras necesidades igualmente básicas como el agua caliente y la calefacción en las áreas que ésta es necesaria. De tal manera, se estima que, para 1995 varias zonas urbanas de América Latina, no dispondrán de una cantidad de energía mínima razonable. En las áreas rurales, la situación podrá ser mucho más difícil, pues solamente algunas zonas cálidas del grupo andino y la zona templada de la Cuenca del Plata habrán alcanzado, en promedio, esos niveles.

Esta categoría de análisis se podría realizar para cualquier fuente energética, como ejemplo el caso de la electricidad, en el cual los niveles de consumo no llegan al 20% de los valores europeos y el mismo está concentrado en los grandes centros urbanos. Por



otro lado, se estima que en el área rural, la población servida con electricidad no supera el 15% del total.

Consecuentemente, en América Latina el principal problema energético se constituye en el bajo nivel de consumo energético per cápita de la población, causado por problemas de tipo socio-económico. A esto se agrega una estructura deficiente del abastecimiento y un aprovechamiento reducido de sus recursos energéticos.

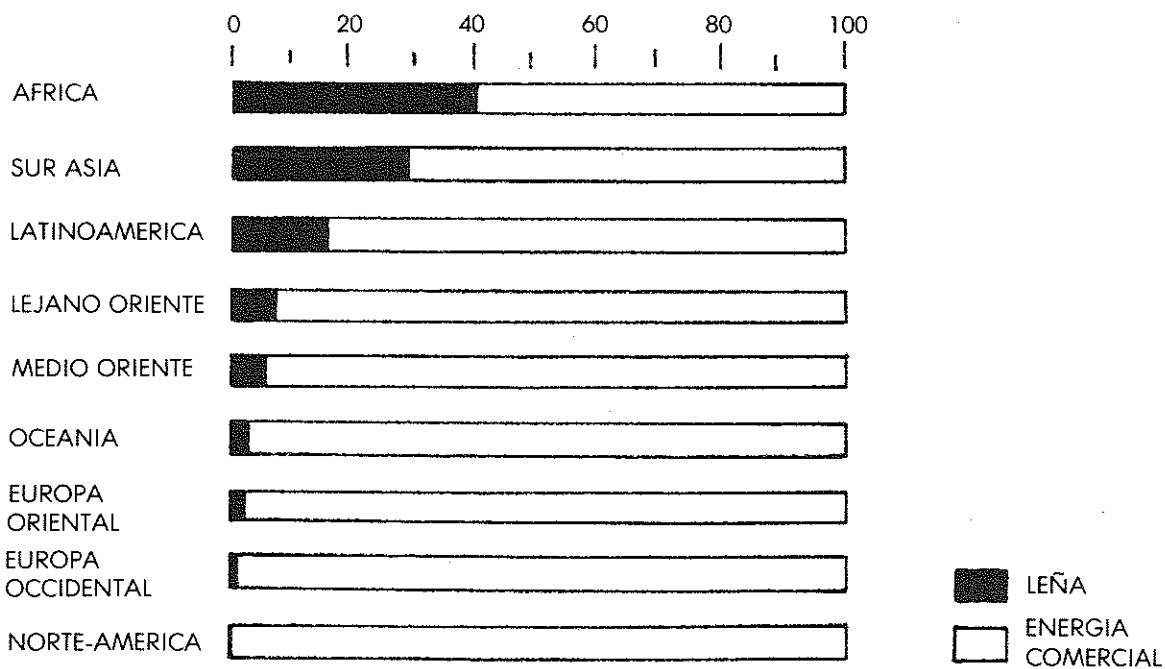
III ANALISIS Y EVALUACION

1. IMPORTANCIA DE LA BIOENERGIA EN LA OFERTA DE ENERGIA

La participación de la Bionergía en el balance lati-

noamericano es básicamente a través de la leña y los residuos vegetales (bagazo de caña) en energía primaria y luego el carbón vegetal y alcohol como energía secundaria. Para fines de este análisis se tomó en cuenta los valores de la energía en forma primaria y el total de la Oferta Interna Bruta, al determinar que a nivel de energía secundaria la participación de la Bionergía no es significativa y a pesar de que por razones metodológicas tanto la leña como el bagazo de caña se suponen pasan por un centro de transformación, realmente van directamente de la producción al consumo final, salvo casos del bagazo utilizado en congeneración. Como marco de referencia para situar la importancia de la leña en América Latina en el concierto mundial, se presenta la figura N° 2.

FIGURA N° 2
PARTICIPACION DE LA LEÑA EN EL
SUMINISTRO TOTAL DE ENERGIA POR REGIONES



La participación de la Bioenergía en el balance latinoamericano es importante, representando en 1978 el 19.2% del total de leña y 5.2% de residuos vegetales. A niveles de la oferta de energía total, de acuerdo a lo que se presenta en el Cuadro N° 1 sobre la evolución de la Oferta Interna Bruta de Bioenergía, en la región se efectúa un análisis cuantitativo para cada una de las subregiones definidas en el balance energético considerado.

Se determinó que en 1970 la bioenergía representó el 70% del total de la oferta energética en Centroamérica, mientras para Brasil constituyó el 30%, la Subregión del Caribe el 30. . %, para México el 17.9%, la Subregión Andina el 15.7% y para la Sur Oriental representó el 8.0%. Como se puede observar es a nivel de regiones Centroamérica y el Caribe las que se caracterizan por tener una considerable producción de leña y residuos vegetales. Para todas las regiones excepto México se cuantificó la participación de los residuos vegetales, que representan un potencial energético considerable.

En 1978, la Bioenergía representa el 51.6% de la oferta energética en Centroamérica, el 37.2% para Brasil, el 27.4% en la Subregión del Caribe, el 12.7% en la Subregión Andina, el 11.4% para México y el 6.1% en el Sur Oriental. En las diferentes regiones se puede ver que la participación de la Bioenergía ha venido decreciendo, manifestándose en mayor medida para Centroamérica, subregión en la cual entre 1970 y 1978 se ha observado una baja del 5.4%. Es importante ver que en las subregiones de América Latina, que presentan un mayor desarrollo industrial se tienen los valores más bajos de producción de leña como energéticos. Brasil presenta un pequeño incremento, lo cual se explica por el crecimiento de la producción de caña de azúcar para fabricación de alcohol. Además en lo que se refiere a productos secundarios se ha analizado la oferta del carbón vegetal que ha tenido un crecimiento entre 1970 y 1978 del 16.0% en Centro América, del 31.8% en Brasil y ha disminuído su participación en la estructura de producción de la Subregión Andina en 14%, en el Caribe del 13.5% y de la Sur Oriental en 20%.

El Balance Energético indica con respecto a la leña que hay subregiones en donde ésta no va directamente al consumidor, sino va a un centro de transformación (carbonera) para producción de carbón vegetal. En la Subregión Sur Oriental y el Caribe, del total de oferta de leña en 1978, el 45.0% va a una carbonera, en Brasil es el 28.0% mientras en la Andina solamente el 4.0% y en Centro América el 1.5%. Lo anterior también da una idea de las regiones en donde la leña es utilizada en forma más eficiente o como materia prima para la industria y en que subregiones es directamente quemada en un fogón.

Asimismo, es interesante indicar que las pérdidas en transformación de leña a carbón vegetal son realmente altas, acercándose el promedio aritmético a 43%. Esto quiere decir que por cada TEP que entra a la carbonera esta obteniéndose 0.43% TEP a la salida de ésta.

2. EVOLUCION DE LA BIONERGIA EN EL CONSUMO DE ENERGIA FINAL:

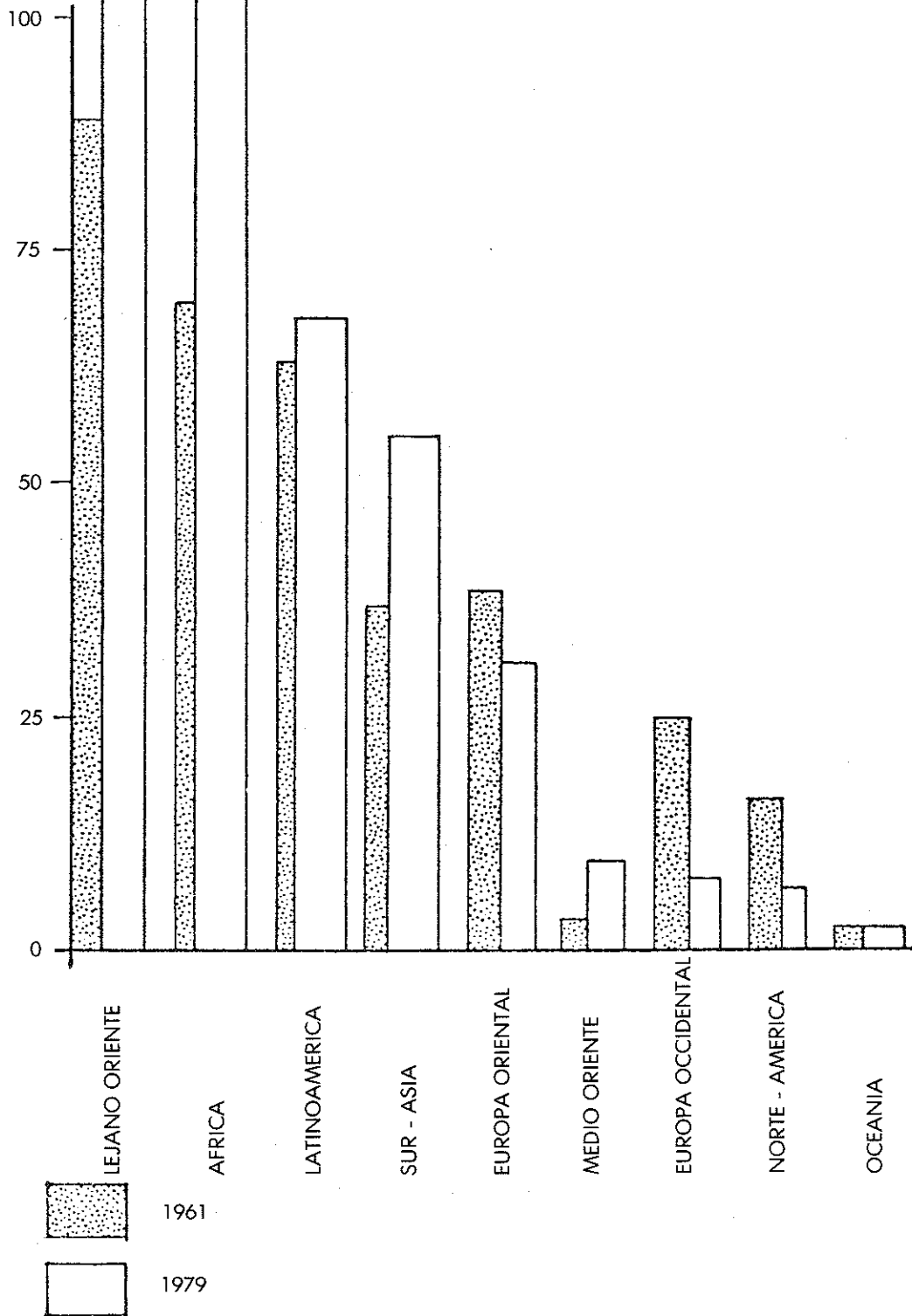
Con el objeto de poder evaluar la forma en que ha evolucionado el consumo de leña y carbón en las diferentes regiones del mundo se presenta la figura N° 3 que en términos globales da una idea del crecimiento que han manifestado estos productos desde 1961. A través del análisis sobre el cuadro N° 2 se determina que para 1970, Centroamérica se caracteriza por ser la subregión en donde la participación de la bioenergía en el consumo final es verdaderamente alto con el 66.6%, manifestándose luego en las otras subregiones un menor consumo de estas formas de energía. El Caribe se sitúa en segundo lugar con 37.3%, luego Brasil con 35.5% (1976), México con 26.4%, la región Andina con 24% y a la Sur Oriental con apenas 8.8%. Luego se manifiesta cierto decrecimiento para el año 1978, a pesar que en términos globales no ha existido disminución, sino que hay aumento en el consumo de otros energéticos. Centroamérica (58.3%), el Caribe (33.0%), y Brasil (31.1%) conservan los valores más altos de consumo. México (19.1%) y la Subregión Andina

CUADRO N° 1
OFERTA INTERNA BRUTA DE BIOENERGIA

SUBREGION		LEÑA TEP×10 ³	BAGAZO TEP×10 ³	TOTAL BIOENERGIA
				%
MEXICO	1970	9008		17.9
	1975	10751		15.7
	1980	12830		11.4
CENTRO AMERICA	1970	4948	417	57.0
	1974	5330	612	54.5
	1978	5691	628	51.6
CARIBE	1976	2715	1014	30.0
	1979	3012	1004	27.4
ANDINA	1970	8049	1053	15.7
	1974	8086	1242	13.5
	1978	8275	1529	12.7
SUR ORIENTAL	1970	1489	1235	8.0
	1974	1178	1186	6.1
	1978	1283	1182	
BRASIL	1976	27232	8590	38.2
	1978	26521	12244	37.2
	1980	23108	14983	38.4

CONSUMO DE LEÑA Y CARBON VEGETAL
(Millones de toneladas métricas de carbón equivalente)

FIGURA N° 3



CUADRO N°2

CONSUMO

SUBREGION		LEÑA	BAGAZO	TOTAL
		TEP x 10 ³	TEP x 10 ³	BIOENERGIA
				%
MEXICO	1970	9008		26.4
	1975	10751		21.8
	1980	12830		19.1
CENTRO AMERICA	1970	4867	392	66.6
	1974	5250	569	62.6
	1978	5608	770	58.3
CARIBE	1976	1525	950	37.3
	1979	1661	937	33.0
ANDINA	1970	7668	887	24.0
	1974	7747	1047	19.6
	1978	7929	1108	16.7
SUR ORIENTAL	1970	765	1191	8.8
	1974	739	1141	6.6
	1978	704	1134	6.7
BRASIL	1976	21280	3350	53.5
	1978	20676	4187	28.2
	1980	20263	4624	31.1

CUADRO N° 3

**IMPORTANCIA DE LA BIOENERGIA EN
EL CONSUMO FINAL TOTAL**

PAIS O REGION	LEÑA		RESIDUOS VEGETALES		CARBON VEGETAL		TOTAL BIOENERGIA	
	TEP×10 ³	%	TEP×10 ³	%	TEP×10 ³	%	TEP×10 ³	%
AMERICA LATINA	48487	19.1	8147	3.2	3589	1.4	61762	24.3
MEXICO	12830	18.2					12838	
CENTRO AMERICA	5608	50.7	770	7.0	29	0.3	6407	58.0
GUATEMALA	1887	59.1	167	5.1			2054	63.2
EL SALVADOR	1359	60.2	165	7.2	1.0	0.04	1525	66.9
HONDURAS	1068	64.4	59	3.6	5	0.30	1132	68.2
NICARAGUA	565	43.0	145	11.0	13	0.98	723	54.4
COSTA RICA	435	31.5	131	9.3	9	0.64	575	40.9
PANAMA	294	25.9	103	9.1	0.5	0.04	397.5	35.0
CARIBE	1661	16.9	937	9.5	652	6.6	3250	33.0
GRENADA	3.6	16.7	0.2	1.2	0.2	1.1	4.0	22.2
HAITI	1126	69.3	47	0.7	229	14.0	1402	85.8
JAMAICA	6	0.2	213	7.9	9	0.33	228	8.4
SURINAM	30.3	5.3	14.5	2.6	0.1	0.02	44.9	7.9
REP. DOMINICANA	451	15.4	658	22.4	392	13.4	1501	51.2
TRINIDAD Y TOBAGO			16	0.91			16	1.0
SUBREGION ANDINA	7929	14.5	1108	2.0	128	0.23	9165	16.7
BOLIVIA	210	12.9			11	0.68	221	13.6
COLOMBIA	2948	22.4	330	2.5			3278	24.6
CHILE	1329	18.6					1329	18.5
ECUADOR	783	22.1	186	5.1			969	26.6
PERU	2648	29.4	592	6.4	115	1.2	3355	36.2
VENEZUELA	11	0.1			2	0.01	13	0.8
SUBREGION SUR								
ORIENTAL	704	2.3	1134	3.7	238		2076	0.8
ARGENTINA	187	0.7	1095	3.8	237	0.8	1519	5.3
URUGUAY	517	25.0	39	1.8	1	0.05	557	26.1
BRASIL	20676	23.5	4187	4.8	2565	3.0	28967	32.9
			1539 (alcohol)					

(16.7%) manifiestan decrecimientos mínimos, y luego la Subregión Sur Oriental (6.7%) prácticamente tiene un consumo bajo de estos energéticos a nivel global. Por otro lado, esta última región se ha manifestado que prácticamente el 82% de leña disponible va a carboneras para transformarse en carbón vegetal. El consumo de Centroamérica representa el 10.3% del total de América Latina.

El cuadro N° 3 contiene la participación de la bioenergía en el consumo final total para el año 1978. Se ha tomado en cuenta leña, otros combustibles vegetales y animales, carbón vegetal y alcohol carburante en el caso de Brasil.

En el análisis presentado se determina que para toda la región; la bioenergía constituye el 24.3% del total consumido por 335 millones de habitantes.

También se determina que Brasil es el principal consumidor de leña, de carbón vegetal, residuos vegetales y el único que presenta en su balance la participación de alcohol con fines energéticos. El 44.6% del total de leña consumida en la región corresponde a Brasil. Otro de los aspectos importantes de mencionar sobre el cuadro referido, es que para Guatemala, El Salvador, Honduras, Nicaragua, Haití y República Dominicana la bioenergía constituye más del 50% de su consumo de energía. Asimismo, para Haití, la leña y el carbón vegetal representan el 85.1% de toda la energía consumida.

Del balance global se ha determinado que a nivel de productos, sorprendentemente para algunos, la leña y el carbón vegetal tienen la mayor participación en el consumo 21.9%, seguido por los diferentes derivados de petróleo y la electricidad.

3. CONSUMO DE BIOENERGIA POR HABITANTE EN AMERICA LATINA:

Tal como se ha manifestado en la introducción los consumos per cápita que se manifiestan en la mayoría de países de América Latina se encuentran por debajo del consumo promedio mundial. Como referencia se presenta el Cuadro N° 4 con el consumo por habitante para diferentes regiones del

mundo y se compara analíticamente con el Cuadro N° 5 sobre el consumo de energía total, consumo final de energía y el consumo de Bioenergía. Existe una diferencia entre consumo de energía total y el consumo real de los usuarios a nivel de energía neta del 40% al 30%.

CUADRO N° 4

CONSUMO DE ENERGIA EN TEP/HAB.

	TEP/hab
Países Industrializados con Economía en Mercado	4.8
Países Industrializados con Economía Centralmente Planificada.	3.9
Total de Países industrializados.	4.1
Países del Tercer Mundo	0.1
Total Mundial	1.6

Fuente: Conferencia Mundial de Energía. 1981.

Existen 6 países cuyo consumo sobrepasa de 1.0 TEP/per cápita, Venezuela, Trinidad y Tobago presentan los valores más altos de consumo, lo cual se explica por ser dos de los países petroleros de la región. El caso de Jamaica y Surinam se explica por el consumo de industrias intensivas en la utilización de energía, tales como la bauxita y aluminio.

Las diferencias entre países es bastante marcada, los países de Centroamérica con valores bajos de consumo, similares a los de la subregión Andina con la excepción de Venezuela. En los países del Caribe, mientras Trinidad llega a 1.56 TEP/hab., en Grenada apenas consumió cada habitante 0.15 TEP, durante el año 1978. Se presentan ciertas diferencias en este análisis con respecto al de participación de leña en el consumo total de energía,



CUADRO No 5
**CONSUMO DE ENERGIA PER CAPITA EN
 AMERICA LATINA Y SU COMPARACION
 CON BIOENERGIA (1978)**

	CONSUMO DE ENERGIA TOTAL TEP/HAB.	CONSUMO FINAL DE ENERGIA TEP/HAB.	CONSUMO DE BIOENERGIA TEP/HAB.
MEXICO	1.56	1.02	0.27
CENTRO AMERICA	0.61	0.53	0.31
GUATEMALA	0.54	0.49	0.31
EL SALVADOR	0.60	0.53	0.36
HONDURAS	0.52	0.49	0.33
NICARAGUA	0.56	0.50	0.29
COSTA RICA	0.76	0.66	0.27
PANAMA	0.82	0.60	0.20
CARIBE	0.58	0.39	0.13
GRENADA	0.18	0.15	0.04
HAITI	0.42	0.34	0.25
JAMAICA	1.34	1.21	0.18
REP. DOMINICANA	0.77	0.58	0.24
SURINAM	2.25	1.44	0.17
TRINIDAD Y TOBAGO	3.92	1.56	0.39
SUBREGION ANDINA	0.88	0.69	0.25
BOLIVIA	0.42	0.30	0.06
COLOMBIA	0.70	0.53	0.14
CHILE	0.96	0.65	0.11
ECUADOR	0.61	0.47	0.13
PERU	0.65	0.55	0.20
VENEZUELA	2.56	1.56	0.17
SUBREGION SUR ORIENTAL	1.28	0.94	0.15
ARGENTINA	1.46	1.06	0.15
URUGUAY	0.96	0.77	0.23
BRASIL	0.91	0.79	0.28

como ejemplo: la Subregión del Caribe. En el citado Cuadro N° 3 la participación de Bioenergía para Grenada es del 22.2% mientras la de Haití es del 85.8%, en el análisis por habitante la estructura regional no sigue el mismo orden, ya que en Haití el consumo final es de 0.34 TEP/hab. y para Grenada de sólo 0.15 TEP/hab.

De acuerdo al promedio mundial de consumo final de energía de 1.66 TEP/hab., ningún país de América Latina llega a dicho valor. El rango oscila entre 0.15 TEP/hab. y 1.56 TEP/hab. para los países de América Latina.

Para Guatemala el consumo de bioenergía representa el 63% de su consumo total en TEP/hab., mientras para El Salvador y Honduras constituye el 67% del consumo final de energía.

4. SECTOR RESIDENCIAL:

Se ha tomado este sector en forma individual y no como lo presenta la matriz resumen de balances (Metodología OLADE) juntamente con el sector comercial y gobierno, ya que salvo raras excepciones es el residencial el que representa el consumo de productos bioenergéticos.

El análisis del Cuadro N° 6 muestra la importancia que la leña fundamentalmente tiene en el suministro de energía para el sector residencial (doméstico) de los países de América Latina. A nivel de regiones se observa que en Centro América la leña prácticamente es el combustible que cubre la demanda del sector, constituyendo el 86.6% del total de energía consumida. El carbón vegetal también aparece en el consumo residencial, aunque realmente no es tan representativo. En Guatemala y El Salvador la participación de leña sobrepasa el 90%, mientras Nicaragua y Honduras presentan valores arriba del 80%, Costa Rica y Panamá tienen consumos menores, debido fundamentalmente a la penetración del gas licuado y en menor medida de la electricidad. Definitivamente estos valores muestran la radiografía del sector residencial de la subregión y la importancia que la bioenergía re-

presenta para las áreas rurales y pequeñas urbanas de los países de la subregión.

La Subregión del Caribe, se sitúa como la segunda gran consumidora con el 78.4%. En el Caribe a nivel de países se muestra gran dispersión, puesto que mientras para Haití, la leña y el carbón vegetal representan prácticamente todo el consumo energético del sector de análisis, Trinidad y Tobago no reporta consumo de Bioenergía y cubre el consumo de este sector con derivados de petróleo incentivados por bajos precios al consumidor. La República Dominicana, presenta el alto consumo, y llega a representar el 79.3%, Surinam el 51%, en Grenada el 43.3%, mientras en Jamaica el consumo de bioenergía apenas constituye el 8.1%.

Como subregión la Andina se perfila como dependiente en el sector residencial de la bioenergía, influenciando el consumo por el existente en Colombia, Ecuador y Perú, países en los cuales se sobrepasa del 60%, luego Bolivia y Chile con valores con valores del 48.3% y 40.6% respectivamente. Para finalizar Venezuela con apenas el 0.1% explicable por el alto consumo de derivados de petróleo en este y todos los sectores de la economía.

En la Subregión Sur Oriental, la Bioenergía no representa un porcentaje alto, sobre todo por la influencia del bajo consumo en Argentina, ya que en Uruguay, la leña constituye el 56.7%.

En México la leña aporta el 61.7% del consumo, mientras que para Brasil, la leña y el carbón constituyen el 68.6% de la energía consumida en el sector residencial.

De los 22 países analizados hay 14 países en los cuales la bioenergía y con especial énfasis la leña, representan más del 50% del consumo de energía en el sector residencial.

5. SECTOR INDUSTRIA:

A nivel del sector industrial es importante mencionar que para la subregión de Centroamérica la bioenergía representa el 44% de consumo energético (cuadro N° 7), manifestándose en Guatemala

CUADRO N° 6

**PARTICIPACION DE LA BIOENERGIA
EN EL CONSUMO DEL SECTOR RESIDENCIAL**

	LEÑA TEP×10 ³	%	CARBON VEGETAL TEP×10 ³	%	TOTAL BIOENERGIA	%
MEXICO	12830	61.7			12830	61.7
CENTRO AMERICA	5071		26		5097	86.6
GUATEMALA	1563	90.3			1563	90.3
EL SALVADOR	1330	92.0	1	0.1	1331	92.1
HONDURAS	966	88.4	5	0.4	971	88.8
NICARAGUA	508	80.6	10	0.0	518	82.2
COSTA RICA	417	75.0	9	1.6	426	76.6
PANAMA	287	66.6	1.04	2.4	288	67.0
CARIBE	1549	55.1	652	23.2	2201	78.4
GRENADA	3.4	40.9	0.2	2.3	3.6	43.3
HAITI	1047	80.9	229	17.7	1276	98.6
JAMAICA	6	3.2	9	4.8	15	8.1
REP. DOMINICANA	426	41.5	392	38.2	818	79.3
SURINAM	29.8		0.1		29.9	51.0
REGION ANDINA	7115	48.2		117	7232	49.0
BOLIVIA	210				210	48.3
COLOMBIA	2948				2948	66.1
CHILE	882	40.6			882	40.6
ECUADOR	783	61.9			783	61.9
PERU	2181	55.7		115	2.8	64.4
VENEZUELA	11		2		13	0.1
REGION SUR ORIENTAL	455	6.5	236	3.3	691.0	9.9
ARGENTINA			236		236	3.8
URUGUAY	455				455	56.7
BRASIL	13938	66.9		357	14295	68.6

CUADRO N° 7
PARTICIPACION DE LA BIOENERGIA EN EL
CONSUMO DEL SECTOR INDUSTRIAL

REGION	LEÑA		RESIDUOS VEGETALES		CARBON VEGETAL		TOTAL BIOENERGIA	
	TEP×10 ³	%	TEP×10 ³	%	TEP×10 ³	%	TEP×10 ³	%
MEXICO								
CENTRO AMERICA	537	20.5	625	24	1		1163	44
GUATEMALA	324	36.2	167	18.6			491	54.8
EL SALVADOR	29	7.3	165	41.5			194	48.8
HONDURAS	102	30.2	59	17.4			161	47.6
NICARAGUA	57	22.7			1		58	23.1
COSTA RICA	18	4.8	131	35.5			149	40.0
PANAMA	7	1.8	103	3.5			110	30.6
CARIBE	112	2.5	924	20.9			1036	29.4
GRENADA	0.19	14.7	0.22	16.3			0.41	30.3
HAITI	79	36.2	47	21.5			126	57.8
JAMAICA			213	10.6			213	10.6
REP. DOMINICANA	25	2.1	658	55.2			683	57.3
SURINAM	0.5	2.2	9.6	2.5			10.1	2.6
REGION ANDINA	814	4.6	458	2.6	11	0.1	1238	7.3
BOLIVIA					10.7	3.5	10.7	3.5
COLOMBIA			272	6.2			272	6.2
CHILE	447	16.0					447	15.8
ECUADOR			186	31.9			186	31.9
PERU	367	14.5	191	7.5			558	22.05
VENEZUELA								
REGION SUR ORIENTAL	67	0.1	1134	12.8			1201	13.6
ARGENTINA	5		1095	13.4			1100	13.5
URUGUAY	62	9.0	39	5.7			101	14.7
BRASIL	3409	11.0	3308	10.6	2202	7.0	18809	28.5

la mayor participación (54.8%) con leña y bagazo de la caña de azúcar. Nicaragua es el único país de la subregión con un valor menor (23.1%).

La Subregión del Caribe y Brasil son los siguientes en importancia. En el Caribe, Haití y la República Dominicana presentan los mayores valores (57.8%) y (57.3%) respectivamente. Existen tres países en donde la leña constituye más del 30% del consumo en el sector industrial Guatemala, Honduras y Haití.

Existen cuatro países en donde los residuos vegetales representan más del 30% del consumo del sector industrial, El Salvador, Costa Rica, República Dominicana y Ecuador.

Es necesario en un estudio de balance de la región mencionar la incorporación del alcohol, cuantificado en el Brasil, en donde en 1978 se consumieron 1.2 millones de TEP, que significa el 5.2% de los combustibles del sector transporte.

IV RECURSOS BIOENERGETICOS

El panorama general de los recursos bioenergéticos de la región no es fácil de visualizar, sobre todo por la falta de estudios profundos al respecto. En la gran mayoría de países se ha observado algún desarrollo científico - tecnológico en las diferentes formas de la bioenergía pero se ha visto la necesidad de obtener información sobre recursos, oferta y demanda para llegar a integrar realmente estos recursos al sistema energético de América Latina. En este sentido uno de los objetivos del III Seminario Latinoamericano que se realiza en la República de Guatemala, del 16 al 21 de octubre de 1983, tiende a presentar las metodologías para evaluar el potencial bioenergético de los diferentes países.

Para tal efecto, se presenta el Cuadro N° 8, que muestra las estimaciones existentes a nivel de la región sobre los recursos de Bioenergía para el año 1995.

Dicho cuadro, corresponde al estudio "Requerimientos futuros de Fuentes no Convencionales de Energía en América Latina", realizado para el PNUD-OLADE

por el Instituto de Economía Energética de Bariloche, Argentina.

En el referido cuadro se dan los siguientes resultados:

- Los recursos bioenergéticos potenciales de América Latina son aproximadamente iguales al 12% de las reservas totales de energía.
- En la estructura de estos recursos, los forestales se presentan con mayor predominio sobre el resto (31.5%).
- A nivel regional, solamente en la subregión de Centroamérica y México (predominan los agrícolas), en el Caribe y Venezuela (predominan los pecuarios) tienen menor participación los recursos forestales.
- En México y el Istmo Centroamericano los recursos bioenergéticos son aproximadamente 11% de sus reservas totales de energía.
- En el Caribe Insular, Guyana y Surinam los recursos de bioenergía son aproximadamente 36% de sus reservas totales de energía.
- En Colombia, Ecuador y Venezuela, 4% de sus reservas totales.
- En Bolivia, Chile y Perú el 7%.
- En Argentina, Paraguay y Uruguay 13% de sus reservas totales de energía.
- En Brasil 17% de sus reservas totales de energía.
- El perfil por formas de energía para 1995 sería:

Recursos Forestales	31.5%	Urbanas	12%
Pecuarios	20.0%	Alcohol	2%
Agroindustriales	19.0%		
Agrícolas	17.0%		

V FINANCIAMIENTO

La bioenergía, que soporta un fuerte porcentaje de

CUADRO N° 8
RECURSOS DE BIOMASA Y RESIDUOS URBANOS
(MTEP)

REGION	RECURSOS FORESTALES	RECURSOS PARA 1995				ALCOHOL	TOTAL	EQUIVALENTE CON OTROS RECURSOS ^A
		DESECHOS						
		AGRICOLAS	GANAD.	AGROIND.	URBANOS			
Istmo Centroamericano y México	14,2	15,90	8,30	9,22	5,73	0,23	53,40	1.602,0
Caribe Insular Guyana y Surinam	5,50	3,90	3,20	15,09	0,97	0,40	29,06	871,8
Colombia, Ecuador y Venezuela	8,82	1,50	10,20	3,83	3,04	0,18	27,56	826,8
Bolivia, Chile y Perú	8,67	2,50	3,30	1,85	1,74	0,09	18,15	544,5
Argentina, Paraguay y Uruguay	6,99	6,00	13,00	3,55	1,74	0,26	31,54	964,2
Brasil	48,83	19,70	23,60	21,48	7,25	3,28	119,14	3.574,2
América Latina	87,83	49,50	61,60	55,01	20,47	4,43	278,34	8.383,5

FUENTE: PNUD 1978, Op. cit.

^A De acuerdo al criterio de las Naciones Unidas para comparación de recursos renovables, correspondiente al uso de los recursos estimados durante 30 años.

la energía que consume el país, ha sido tratada como una fuente inferior, con un estatus legal y social ambiguo y con un apoyo financiero mínimo. La información en este tema es también limitada y uno de los aportes más importantes encontrados es el realizado en el "Primer Seminario Regional sobre Financiamiento para el Desarrollo de Programas Energéticos en América Latina", en donde una de las cuatro mesas de trabajo consideró específicamente lo relativo a Fuentes Nuevas y Renovables de Energía.

La obtención de recursos para desarrollo de estas fuentes es hasta ahora bastante complicado sobre todo por las metodologías usuales desde el punto de vista económico y que surgen de la naturaleza de como se evalúa un recurso renovable. La Bioenergía en cada una de sus formas tiene beneficios que no son cuantificables en términos de mercado.

Uno de los planteamientos efectuados en el mencionado Seminario se refiere a que el desarrollo de las Fuentes Nuevas y Renovables de Energía en general requiere de un serio compromiso de los gobiernos y una activa participación del sector privado para la ejecución de proyectos y la fabricación de los equipos necesarios.

Entre lo que se ha podido recopilar de inversiones en América Latina en este tipo de energías se incluyen alrededor de U.S.\$ 7 millones para investigación de fincas energéticas, producción de carbón vegetal y para identificación, formulación y ejecución de pequeñas centrales hidroeléctricas en la República Dominicana. También el BID, financia un programa de investigación en el campo de la energía solar y capacitación de personal dominicano.

Uno de los instrumentos de solidaridad Latinoamericana de mayor trascendencia lo ha constituido el Acuerdo de San José firmado el 3 de agosto de 1980, que reemplazó el Acuerdo de Puerto Ordaz, que estableció, entre otros aspectos, términos blandos para el financiamiento de proyectos energéticos en los países beneficiados.

Sin embargo, la utilización de los fondos disponibles para financiamiento ha sido mínimo por diferentes

razones y de acuerdo a datos del FIV solamente se utiliza un 10% del monto disponible de Venezuela para proyectos energéticos dentro de los cuales se presentan U.S.\$ 12 millones para compra de una planta de alcohol anhidro en El Salvador.

Definitivamente, para colaborar en la solución, de los problemas energéticos que aqueja a la región, los organismos internacionales de crédito y los mecanismos de cooperación están llamados, a jugar un papel estratégico y definitivo en el marco de la estructura del financiamiento de las Fuentes Nuevas y Renovables. Indudablemente, el futuro financiero de estas formas de energía dependerá de la capacidad de gestión y manejo de cada país para evaluar las alternativas de financiamiento y cooperación que brinden las entidades en instituciones de crédito. Esto se podrá lograr solamente si se tiene una infraestructura adecuada en el aspecto institucional y de planeamiento energético en cada país.

BIBLIOGRAFIA

1. BANCO MUNDIAL. Informe sobre el Desarrollo Mundial. 1980
2. BANCO MUNDIAL. Informe sobre el Desarrollo Mundial. 1981.
3. PROYECTO RLA/76/012. PEICA. Alternativas de Desarrollo Energético de Costa Rica, 1981 - 2000. Enero de 1981.
4. OLADE. Balance Energético de América Latina. 1981.
5. OLADE. Programa Latinoamericano de Cooperación Energética. PLACE.Doc. Olade N° 15. 1981.
6. OLADE. Boletín Energético N°. 21. 1981.
7. OLADE- BID - CARIBBEAN DEVELOPMENT BANK. Doc. del Primer Seminario Regional sobre Financiamiento para el Desarrollo de Programas Energéticos en América Latina. 1983.

8. OLADE - PNUD. Requerimientos Futuros de Fuentes No Convencionales de Energía en América Latina. 1980.
9. OLADE. Documento sobre la Solidaridad Latinoamericana. 1980.
10. EXXON CORPORATION. Perspectiva Energética Mundial. 1980.
11. Conferencia Mundial de Energía. 1981.
12. EXKOLM. ERICK. La Otra Crisis de la Energía: Leña. World-watch paper. 1975.
13. Modelo Energético Brasileño. Ministerio de Energía y Minas. 1981.



RACIONALIZACION EN EL CONSUMO DE ENERGIA EN LA REFINERIA DE ZINC DE CAJAMARQUILLA

César Fuentes L.
GERENTE DE LA REFINERIA DE ZINC
MINERO PERU S.A.

INTRODUCCION

La Refinería de Zinc está ubicada al 29 km. al NE de Lima, a una altitud de 450 metros, en el distrito de Lurigancho, del Departamento de Lima. Esta planta inició sus operaciones en marzo de 1981 habiendo sido recibida por MINERO PERU S.A. el 10 de agosto de 1981, del contratista que tuvo a su cargo la construcción, después de verificar el cumplimiento de la capacidad de planta y calidad de productos señalados en el contrato de obra. Desde esta última fecha la Refinería viene siendo operada exclusivamente por técnicos de MINERO PERU S.A.

Anualmente se procesan 220,000 toneladas de concentrados de zinc de 52% de zinc que provienen de la Sierra Central del Perú. Como resultado de este tratamiento se obtienen 100,000 tm de zinc refinado por año y como sub-productos 160,000 tm de ácido sulfúrico, 330 tm de cadmio refinado, 1,200 tm de residuos de cobre y 12,000 tm de residuos de plomo-plata.

1. PROCESO METALURGICO

El proceso metalúrgico consta de tres etapas principales que son las siguientes:

— TOSTACION Y ACIDO SULFURICO

Los concentrados de zinc recepcionados son sometidos a un proceso de tostación a 930°C con aire y sin adición de calor externo, ya que la transformación de sulfuros-óxidos generan ca-

lor, el cual sirve para generar vapor para ser utilizado en la producción de energía eléctrica y energía calorífica en las diferentes operaciones metalúrgicas.

Los productos de tostación son:

CALCINA: Es el producto tostado compuesto principalmente por óxido de zinc y óxidos de las impurezas que acompañan a este metal.

GASES SULFUROSOS: Compuestos principalmente por anhídrido sulfuroso y otros gases como nitrógeno y oxígeno, son sometidos a un proceso de limpieza, secado y utilizados en la fabricación de ácido sulfúrico. Los gases residuales son elevados mediante una chimenea cuyo punto de descarga está a 690 msm.

VAPOR: Se produce entre 26 y 30 t/h de vapor a 40 atmósferas de presión, que se emplean en un turbo-alternador para la generación de 2,200 kW. El vapor que sale de esta turbina tiene 4 atm. de presión y es utilizado en los diferentes procesos.

— LIXIVIACION Y PURIFICACION

La lixiviación se realiza en forma continua y en varias etapas; el objetivo es disolver la mayor cantidad posible de zinc contenido en la calcina utilizando vapor a 95° de temperatura. En el proceso de lixiviación se separa plomo y plata y en otro residuo elimina el Fe en forma de un compuesto químico denominado Jarosita.

Adicionando polvo de zinc se purifica la solución de sulfato de zinc eliminándose los contenidos de Cu, Cd, Ni, Co y otras impurezas, quedando finalmente una solución purificada de sulfato de zinc.

— ELECTRODEPOSICION Y FUSION

Para la electrodeposición se utiliza la solución de sulfato de zinc purificada, la cual por el pago de la corriente eléctrica en las celdas electrolíticas se logra la deposición del zinc en los cátodos y la regeneración del ácido sulfúrico que va a ser reutilizado en la etapa de lixiviación. Las planchas de zinc que se producen son fundidas en un horno eléctrico y moldeadas en tres diversas formas comerciales de acuerdo a los requerimientos del mercado.

2. SISTEMA ENERGETICO DE LA REFINERIA DE ZINC.

En el sistema energético de la Refinería de Zinc se utilizan los siguientes tipos de energía:

- a) Energía eléctrica hidráulica.
- b) Energía eléctrica térmica a vapor.
- c) Energía eléctrica petróleo diesel oil N° 2.
- a) ENERGIA ELECTRICA HIDRAULICA

El sistema eléctrico de la refinería es alimentado mediante el sistema interconectado a ELECTROLIMA, teniendo una potencia instalada de 81 MVA, mediante la conexión de tres (03) transformadores monofásicos de 27 MVA cada uno de 220/30 kV.

El sistema de distribución se efectúa en 30 kV, alimentando cuatro (04) transformadores de 12.5 MW de potencia y que sirve para la alimentación del sistema de Electrólisis a una tensión máxima de 446 voltios continuos y 56,000 amperios, trabajando dos (02) grupos en paralelo. Así mismo, se alimenta a esta tensión a un horno de inducción de 2.5 MW de

potencia y dos (02) transformadores de 12.5 MVA de 30/4.16 kV en 4.16 kV se alimentan 15 motores de diferentes potencias así como transformadores de 4.16/0.44 para la alimentación de motores de menor potencia, el sistema de alumbrado se realiza a una tensión de 220 voltios y el control a 110 voltios.

La potencia contratada a ELECTROLIMA es de 60,000 kW, siendo el consumo promedio mensual de energía de 35'000,000 kWh, 15'000,000 KVARh, trabajando con un factor de potencia de 0.91.

La refinería tiene la particularidad de trabajar con una carga estable durante las 24 horas del día, o variándola de acuerdo a las necesidades limitativas de potencia, ésto hace que el factor de carga sea elevado y se mantenga en 0.89.

b) ENERGIA ELECTRICA TERMICA A VAPOR

Durante la operación normal de la planta, en la etapa de tostación del concentrado, se aprovecha el calor de los gases del horno mediante una caldera de recuperación marca LAMONT para producir vapor sobrecalentado la caldera es tipo acuatubular de una capacidad nominal de 30 TM/h y una presión de 40 bar, la temperatura del vapor es de 350°C.

Con este vapor se genera electricidad mediante un turbogenerador ACEC, de una potencia de 2170 kw, tensión de salida de 4160 V el cual es sincronizado a la red.

Adicionalmente a esta caldera y para efectos de emergencia se tienen dos calderas adicionales de las siguientes características:

CALDERAS DE FUEGO DIRECTO

Marca:	Menaeyer - Willebruck
Combustible usado:	Diesel Oil N° 2
Tipo:	Acuatubulares
Control de combustión	Automático

Capacidad:	33 TM/h, 13 TM/h
Presión:	10 bar, 10 bar.
Temperatura de gases.	250° C, 270° C.

c) ENERGIA ELECTRICA - PETROLEO DIESEL OIL N° 2

En casos de emergencia y cuando existen cortes de energía eléctrica por parte de ELECTROLIMA, automáticamente entra a funcionar el sistema de socorro, el cual genera electricidad por medio de un grupo diesel de las siguientes características:

fabricado por:	Cockerill / ACEC
Potencia:	3121 KVA
Factor de potencia:	0.8
Combustible usado	Diesel Oil N° 2
Tensión de servicio:	4,160 voltios.

3. CONSUMO ESPECIFICO DE ENERGIA - 1982

Producción (barras de zinc)	92,147	TM
Consumo de energía:		
Electricidad	354,697.6	MWh
Diesel Oil N° 2	2,343.4	TEP
Gas líquido (0.25 gl/TM Zn ref.)	48.7	

TOTAL COMBUSTIBLE	2,392.1	TEP (+)
-------------------	---------	---------

1 TEP = 10⁷ kal (Tonelada de Petróleo Equivalente).

CONSUMO ESPECIFICO DE ELECTRICIDAD

CEE_{el} = 3,849 kWh/TM de Zn. refinado.

COMBUSTIBLE.

CEE_{térmico} = 260 K cal/kg. Zn refinado.

4. RACIONALIZACION ENERGIA ELECTRICA

Durante el primero año, las operaciones de la planta se efectuaron con el criterio de obtener el máximo provecho a la tarifa eléctrica que se tenía establecida, la cual estaba estructurada en tres factores que representaban aproximadamente 70% por energía activa, 17% por energía reactiva y 13%

por máxima demanda. Dentro de estas características el consumo de la planta fue lo más uniforme posible durante las 24 horas del día, planteándose de inmediato la necesidad de eliminar la energía reactiva, proyecto que está actualmente en implementación.

En 1982 se inició con ELECTROLIMA la negociación de una nueva tarifa que logró concretarse a partir de mayo de ese año en los términos que se indican. En esta negociación se observó que el consumo de Cajamarquilla podría adecuarse a las características del consumo de ELECTROLIMA, donde la mayor demanda de electricidad se produce entre las 18:00 a 22:00 horas. En tal sentido, la Refinería podría trabajar con 40,000 kW de potencia en las horas de punta y eliminar la energía reactiva el 1° de enero de 1984 como plazo máximo, proposición aceptada por ELECTROLIMA que originó tener una tarifa que fue estructurada sin que condicionara alentar menor consumo de los 40,000 kW señalados en las horas de punta. La Refinería tuvo mucho cuidado en optimizar la rentabilidad por el mejor uso de la corriente eléctrica, determinando usar lo máximo permisible.

La tarifa establecida para un año se cumplió el 30 de abril de 1983, por lo que Cajamarquilla a través de MINERO PERU ha hecho llegar a las autoridades pertinentes su punto de vista respecto a bajar el consumo de energía eléctrica en las horas de punta hasta 20,000 kW siempre que la menor utilidad como consecuencia de una menor producción se comparase con una disminución efectiva en la tarifa en no menos del 10%.

La aplicación de la tarifa que acaba de expirar ha representado una menor facturación con respecto a la primera tarifa de US\$ 7'000,000 por año, pese a que esta tarifa fijada por ELECTROLIMA en dólares ha asignado un permanente reajuste y no en soles, como se establece para el resto de los usuarios, a los cuales se les reajusta periódicamente, lo que no alcanza a equilibrar la devaluación del sol con respecto al dólar norte americano.

SISTEMA TARIFARIO

Mediante acuerdo especial con ELECTROLIMA se llegó a aplicar el siguiente sistema tarifario:

a) ETAPA SECA

Que comprende los meses de mayo a noviembre (07 meses).

b) ETAPA HUMEDA

Que comprende los meses de diciembre a abril (05 meses).

En cada una de estas etapas la energía activa se diferencia en dos períodos, y son:

— HORA DE PUNTA. Comprendido entre las 18:00 a 22:00 horas, en la cual la Refinería está autorizada a consumir 40,000 kW como máximo y es el precio más elevado que se paga por kWh- consumido. El consumo de energía para las horas de punta es aproximadamente 5'000,000 kWh/mes.

— HORA DE NO PUNTA. Comprendido entre las 22:00 a 18:00 horas, en la cual la Refinería está autorizada a consumir 60,000 kW como máximo.

Para cada una de estas etapas la energía activa tiene una tarifa, siendo aproximadamente el doble en las horas de punta.

Con respecto a la energía reactiva se tiene una tarifa transitoria, la cual está supeditada a la eliminación de la energía reactiva que debe efectuarse en el presente año, cubriendo con una tarifa baja la energía reactiva que se consumirá con un factor de potencia 0.98 y el resto con otra tarifa mucho más elevada.

En octubre del presente año se eliminará la energía reactiva con la instalación de un Banco de Condensadores de 25 MVAR y un motor síncrono de 2 MVAR, llegando a un factor de potencia de 1.0.

Asimismo, se viene efectuando un estudio de eficiencia en el sistema eléctrico, trabajando a plena carga los motores y aprovechando al máximo la capacidad de los transformadores, así como haciendo un chequeo continuo sobre el sistema de aislamiento.

La máxima demanda se calcula en base al consumo de horas de punta. Las tarifas bases para cada una de estas etapas se recalculan mensualmente de acuerdo al tipo de cambio del dólar norte americano, teniendo un promedio anual de costo de la energía de 3.6 US\$/kWh, incluyendo el 25% de impuestos.

5. RACIONALIZACION CONSUMO DE PETROLEO.

La empresa que construyó la Refinería de Zinc tuvo a su cargo también su puesta en marcha y la entregó a MINERO PERU operando satisfactoriamente con una recuperación de zinc aproximada de 94%, pero para ello requería utilizar -en la etapa de lixiviación, vapor adicional al que generaba la planta de tostación- alrededor de 6 t/h de vapor en exceso, que se obtenían operando a 50% de capacidad de La caldera Willebruk, lo que significaba un consumo de petróleo del orden de 60,000 galones por mes.

Con el objeto de estudiar la economía de petróleo se efectuaron diversas pruebas a nivel de planta y un estudio estadístico respecto a los parámetros de operación y recuperación de zinc, concluyéndose con la menor recuperación estimada en la lixiviación -como consecuencia de eliminar el vapor adicional- sería inferior al 1% de la recuperación total. Como efecto colateral favorable se preveía disminuir la disolución de sílice que causa dificultades operativas en este tipo de industrias.

Dentro de este contexto de bajar el consumo de petróleo se hicieron los ajustes siguientes:

a) Operar la planta de tostación en forma uniforme manteniendo una relación mínima de 2.3 entre el concentrado tratado y las barras de zinc producidas.

- b) No utilizar vapor adicional ni aún para paradas de la planta de tostación menores de ocho horas.

Como resultado final se ha encontrado que la menor recuperación de zinc en la lixiviación ha afectado a la recuperación total en menos de 0,5%, aproximadamente; lo que representa una pérdida de alrededor de US\$ 13,000 por mes; sin embargo, el ahorro por el menor consumo de petróleo es de aproximadamente US\$ 48,000 por mes.

EDITORIAL

We are bringing to a close a prodigious year of accomplishments in OLADE. The numerous activities undertaken by the institution indeed confirm and revalidate the purpose of our creation as an "organization for cooperation, coordination and advising in the area of energy in Latin America".

We have been active not only through direct efforts in the assessment, development and use of the various sources, but also through rationalization activities, for which we have primarily made use of the region's own capabilities.

The 52 events held on specific but multiple aspects involved in each subject matter reflect the scope and complexity that characterize the energy sector, which links the resource to the final consumer through a long chain of diverse activities and processes.

These new dynamics, imposed by the implementation of the PLACE, and coinciding with the tenth anniversary of OLADE, offer a promising outlook for our efforts by placing us in the middle of a fully-operational cooperation process with great dynamism and systems and methods that are involving, more and more, the active participation of the member countries.

Currently, the fundamental nature of this process lies in the broad range of activities underway and the various levels of specification and relative importance in the different projects, demanding clear priorities. In this context, the real possibilities for maintaining institutional equilibrium between the immediate and medium and long terms becomes one of the Organization's primary tasks, since it becomes necessary to have an overview that reflects a strategy harmonious with the structural aspects of specific problems.

The PLACE, since its formulation, has called for providing the activities developed by OLADE with a new and broader dimension. Since its approval, the concertation of efforts has been based on a program of selective action grounded firmly in regional cooperation. It has also made it possible to order priorities by offering long-term objectives within which the activities and projects programmed for immediate implementation can be framed, to determine existing resources and possibilities.

The path tread until now, and the results and experiences obtained, allow us to put the projects in the first stage of the PLACE in proper perspective, within programs that can rely on the methodological instruments and basic analyses required for their implementation, programs which set out clearly their objectives, goals, activities, costs and implementation time-schedules. In that way the PLACE also provides a suitable framework for assessing the results of the activities already carried out with a well-defined conceptual and policy criterion, both for the long run as well as for the sphere of immediate action.

The capacity of OLADE to procure and channel human and financial resources from organizations and countries from outside the region and to apply them to the activities inscribed within the PLACE programs constitutes another central aspect of cooperation, insofar as it has permitted us to multiply resources, increase efforts and expand possibilities for action. The capacity of OLADE to mobilize resources is a clear show of the Organization's institutional maturity and political legitimacy, built up through the Latin Americans' decision and effort.

Although it is true that Latin America is traversing a stage of difficult economic conditions, with objective constraints which limit the possibilities for economic and social development, the process of energy cooperation and integration is continuing to be strengthened and making substantial advances, in contrast to the difficulties that have arisen in other integrationist experiences. This can be attributed in large part to the foresight of creating, in 1981, a special PLACE Account, which has allowed us to attract complementary non-reimbursable extra-regional contributions and soft-term funds for the execution of energy projects in several of our member countries, thereby making it possible to expand the results of our efforts.

While formulating best wishes for a prosperous and peaceful 1984, we would like to express our hope that the joint efforts of our peoples will in this year become consolidated towards a common development target.

ULISES RAMIREZ O.
EXECUTIVE SECRETARY

THE POTENTIAL OF NEW AND RENEWABLE ENERGY SOURCES IN LATIN AMERICA'S ENERGY SUPPLY

Julio Claudio de Alvarenga Diniz
Maurilio Luiz Pereira da Silva

INSTITUTE OF INDUSTRIAL
DEVELOPMENT OF MINAS
GERAIS (INDI) - BRAZIL

1. INTRODUCTION

Latin America has plentiful energy resources, such as oil, coal, hydroelectric power, natural gas, biomass and even uranium. Some of its countries are oil exporters; others have know-how in the exploitation of hydroelectric power; others are even world leaders in the utilization of biomass as an energy source. If these energy resources were adequately exploited it would be possible to supply the energy demand of the entire region without recourse to extra-regional imports.

However, this does not happen, due to several factors which we are going to analyze here, at the same time that we present details of our country's energy program, as an illustration of what can be planned and done to try to reduce or eliminate external dependence concerning energy sources.

2. ENERGY STRUCTURE OF LATIN AMERICA

As we have already mentioned, important energy resources are available in Latin America. However, these resources are not evenly distributed so as to meet the needs of each country. For example: Brazil and Ecuador, which have almost equivalent oil reserves, and the same production of crude in 1980, respectively import and export significant amounts of this commodity, as can be seen in the following figures:

CRUDE OIL

Item	1980	
	BRAZIL	ECUADOR
Reserves	193,960	174,880
Production	10,562	11,888
Imports	50,564	
Exports	70	6,302

Thus, oil imports consumed in 1980 around 51% of the proceeds of Brazilian exports, while oil exports represented over 40% of Ecuador's external sales. If Ecuador's oil sales were a problem due to the excessive dependence on exports of a single product, for Brazil the situation was much more difficult since it seriously affected the country's balance of trade, in a dramatic change in relation to 1970, when oil imports consumed only 9% of the country's export revenues.

Situations like these, with heavy imbalances between supply and demand of fossil fuels, are found all over Latin America, with the exceptions of Argentina and Colombia, which have a reasonable supply of energy from varied sources.

The consequences of these imbalances in the economies of Latin American countries (and a great number of countries all over the world) became more



evident in 1981 and 1982. Several studies on these consequences (*) have been presented within OLADE itself, so we will limit ourselves to the analysis of the technological possibilities of exploitation of new and renewable energy sources.

This analysis has been based on the energy inventories and compilations published by OLADE (mainly *Energy Balances for Latin America*), besides other papers illustrative of the Brazilian program for replacement of oil and its by-products. However, it must be said that detailed data on Latin American energy sources are scarce and sometimes inadequate. Variations in the methodology and even terminology adopted in researching these resources may affect our analysis.

2.1. PARTICIPATION OF NEW AND RENEWABLE SOURCES IN THE LATIN AMERICAN ENERGY STRUCTURE

Table 1 shows Latin American energy reserves and biomass resources.

It may be noticed that these resources and reserves are extensive but are irregularly distributed among nearly all the countries in the region. Besides that, they have not been totally inventoried up to now, and may grow substantially in several of these countries.

Taking into account that biomass is a renewable resource, it is important to call attention to some of the figures listed in this table:

- Biomass resources correspond to around 12% of total Latin American energy reserves.
- In the case of Mexico and Central America, they correspond to 11% of total reserves.

* We recommend "Energy and Development" - Alberto Mendez Arocha - Revista Energética OLADE N° 23 - January, February, 1982.

- For Argentina, Paraguay, and Uruguay they correspond to 13%.
- In Brazil, they make up over 17% of total reserves.
- In the case of the Caribbean and the Guyanas, they represent 36% of total energy reserves.

In spite of these resources, Latin America has not been able to avoid the global tendency toward excessive dependence on oil (mostly imported) to supply its energy needs.

Thus, the consumption structure in 1978 mirrored a high dependence on oil and its by-products (63%), while biomass participated with around 20% and hydroelectric power with 7%, the remainder being distributed mainly among coal and animal and plant fuels.

A few countries, among them Brazil, Colombia, Peru, and Guatemala, make reasonable use of new and renewable sources - mainly biomass and hydroelectric power - for industrial as well as residential, commercial and public consumption, as shown in Tables 2 and 3.

Besides these, in Central American countries, biomass represents an important energy input (over 50% of total energy supply). However, there is dependence on imported oil for more advanced uses such as in industry and transportation (Table 4).

As a whole, it is estimated that 50% of the Latin American population depends on firewood and charcoal for its basic needs, mainly for cooking.

As for hydroelectric power, Brazil, El Salvador, Costa Rica, Peru, and Colombia already make good use of their potential, while Paraguay, Argentina, Uruguay, Peru, Venezuela and others have excellent potential, still inadequately exploited.



TABLE 1
ENERGY RESERVES AND BIOMASS RESOURCES

106

	Coal	Oil	Natural Gas	Non-Conventional Hydrocarbons	Hidroelectricity	Uranium	Biomass
Central America and Mexico	1.061,2	6,286,1	1.644,1	0,5	3.845	116,8	1.602,0
Caribbean and Guyanas	3,0	100,1	305,8	0,2	1.150		871,8
Colombia, Ecuador and Venezuela	817,5	2.834,6	1.325,2	293,5	12.786		826,8
Bolivia, Chile and Peru	734,0	165,9	198,7	0,2	6.322		544,5
Argentina, Paraguay and Uruguay	81,9	350,9	560,7	0,1	4.957	323,7	964,2
Brazil	636,8	185,6	38,2	114,4	15.302	1.034,5	3.574,2
Latin America	3.334,4	9.923,2	4.072,7	408,8	44.362	1.475,0	8.383,5

SOURCE: Latin American Energy Cooperation Program (PLACE), OLADE

TABLE 2
PARTICIPATION OF BIOMASS IN INDUSTRY SECTORS 1978

COUNTRY	FIREWOOD		TOTAL BIOMASS	
	TOE X 10 ³	%	TOE X 10 ³	%
MEXICO*	U.		U.	
CENTRAL AMERICA				
Costa Rica	18,0	4,8	149,0	40,0
El Salvador	29,0	7,3	194,0	48,9
Guatemala	324,0	36,2	491,0	54,9
Honduras	102,0	30,2	161,0	47,7
Nicaragua	57,0	22,7	58,0	23,1
Panama	6,6	1,8	109,9	30,5
CARIBBEAN				
Grenada	0,19	19,0	0,2	
Haiti	79,0	36,2	126,0	57,8
Jamaica*	U.		213,0	10,6
Dominican Republic	25,0	2,1	683,0	57,3
Suriname	0,2	2,1	3,6	1,0
Trinidad and Tobago	U.			
ANDEAN COUNTRIES				
Bolivia	U.		10,7	3,5
Colombia	U.		272,0	6,2
Chile	447,0	15,9	447,0	15,9
Ecuador	U.		186,0	32,0
Peru	367,0	14,5	367,0	14,5
Venezuela*	U.			
PLATA BASIN COUNTRIES				
Argentina*	5,0		1.100,0	
Uruguay	61,9	9,0	101,3	14,5
BRAZIL	3.409,0	8,0	8.919,0	21,0

* Data on firewood and biomass consumption estimated.

SOURCE: **Energy Balances for Latin America** - OLADE

U- Unavailable

TABLE 3

**PARTICIPATION OF BIOMASS IN THE CONSUMPTION OF THE RESIDENTIAL,
COMMERCIAL AND PUBLIC SECTORS**

COUNTRY	FIREWOOD		TOTAL BIOMASS	
	TOE X 10 ³	%	TOE X 10 ³	%
MEXICO*	11.954	70,0	11.954	70,5
CENTRAL AMERICA				
Costa Rica	417	75,0	426	76,6
El Salvador	1.330	92,0	1.331	92,0
Guatemala	1.563	90,4	1.563	90,4
Honduras	966	88,4	971	88,9
Nicaragua	508	80,6	518	82,2
Panama	287	66,8	287,4	66,9
CARIBBEAN				
Grenada	3,4	37,5	3,6	40,0
Haiti	1.047	80,9	1.276	98,6
Jamaica*	6	3,0	15	8,1
Dominican Republic	426	39,1	818	79,7
Suriname	30	53,3	29,9	53,5
Trinidad and Tobago				
ANDEAN COUNTRIES				
Bolivia	210	48,3	210	48,3
Colombia	2.948	66,1	2.948	66,1
Chile	882	40,6	882	40,6
Ecuador	783	61,9	783	62,0
Peru	2.281	55,7	2.641	64,5
Venezuela*	11	0,5	13	0,5
PLATA BASIN COUNTRIES				
Argentina*			236	3,8
Uruguay	455	56,7	455	56,7
BRAZIL	13.938	48,5	14.295	68,6

* Data on firewood and biomass consumption estimated.

SOURCE: "Energy Balances for Latin America" - OLADE

TABLE 4

**PRIMARY ENERGY SUPPLY
(1979)**

COUNTRY	HYDROELECTRIC POWER	BIOMASS	OIL	GEOENERGY
Costa Rica	18,0	47,3	34,7	
El Salvador	4,5	56,0	25,2	14,3
Guatemala	0,8	70,4	28,9	
Honduras	4,5	67,4	28,2	
Nicaragua (1)	5,0	54,1	40,9	
Panama (2)	2,6	14,6	82,8	

(1) 1980

(2) 1978

SOURCE: **Energy Bulletin** N° 21, July/August 1981.
Latin American Energy Organization (OLADE).

TABLE 5

**HYDROELECTRIC POTENTIAL
(1980)**

COUNTRY	MW	%
Argentina	45.000	7,5
Bolivia	18.000	3,0
Brazil	213.000	35,5
Colombia	100.000	16,7
Costa Rica	8.548	1,4
Chile	12.000	2,0
Ecuador	22.000	3,7
El Salvador	1.628	0,2
Grenada	8	0
Guatemala	7.600	1,3
Honduras	3.100	0,5
Mexico	40.000	6,7
Nicaragua	4.100	0,7
Panama	5.000	0,8
Paraguay	17.000	2,8
Peru	58.000	9,7
Dominican Republic	1.719	0,3
Uruguay	7.000	1,2
Venezuela	36.000	6,0
TOTAL	599.703	100,0

SOURCE: **Energy Bulletin** N° 21, July/August 1981.
Latin American Energy Organization (OLADE).

It is true that Brazil, Colombia, Peru, Argentina, Mexico, and Venezuela together have over 82% of the hydroelectric potential inventoried up to now (Table 5).

But, on the other hand, we can surely say that further inventories of the hydroelectric potential of the remaining countries will reduce this proportion, increasing at the same time the share of this energy source in the overall context of Latin American energy reserves.

Statistics reveal that Latin America utilizes only 7% of its known hydroelectric power potential, from a maximum 29.6% in El Salvador to a minimum 1% in Guatemala. These low hydroelectric power utilization rates clearly indicate that, especially at the present stage of the world's economy, when hydroelectric power is able to compete profitably with oil, this constitutes a promising approach to solving the problem.

We can also affirm that biomass offers excellent conditions for better exploitation, not only of firewood but also of charcoal, alcohol, cane residues, low-BTU gas and other fuels.

3. A TYPOLOGICAL ANALYSIS OF THE ENERGY PROBLEM

The effects of the so-called "energy crisis" were felt in different ways in various Latin American countries, due to their different status regarding natural resources, level of development, technological development and availability of human and financial resources.

Thus, it is important to note that the options for getting around the crisis by means of the diversification of the supply of energy sources will not be homogeneous throughout the region. There is no doubt that Latin America has favourable geographical conditions to find the energy resources (conventional or not) that it needs. However, for each sub-region or country, this will be a function not only of the financial resources

available but mainly of the typology of each country, taking into careful consideration the broad diversity of physiographic, economic and demographic conditions and the different levels of cultural, technical, and industrial development.

The typology most commonly adopted in the context of OLADE (*) is based on economic and geographical parameters. In accordance with this typology, Latin American countries could be divided as follows:

- | | |
|-----------|---|
| Group I | Mexico |
| Group II | Central American countries <ul style="list-style-type: none"> • Guatemala • Honduras • El Salvador • Nicaragua • Costa Rica • Panama |
| Group III | Caribbean countries <ul style="list-style-type: none"> • Bahamas • Cuba • Jamaica • Haiti • Dominican Republic • St. Lucia • St. Vincent • Barbados • Grenada • Trinidad & Tobago • Suriname • Guyana |
| Group IV | Andean countries <ul style="list-style-type: none"> • Venezuela • Colombia • Ecuador |

* We recommend "The Latin American Energy Problem: A Typological Study" - Joubert C. Diniz - Revista Energética OLADE N° 23 - January, February, 1982.

- Peru
- Chile
- Bolivia

Group V Plata Basin countries

- Argentina
- Paraguay
- Uruguay

Group VI Brazil

3.1. GROUP I - MEXICO

Mexico has large reserves of oil, natural gas and coal, and reasonable hydroelectric and biomass resources, besides geothermal and uranium reserves the quantification of which is not yet precise. The structure of these reserves is shown in Table 6.

TABLE 6
MEXICO
STRUCTURE OF ENERGY RESERVES

SOURCE	%
Coal	9.6
Oil	57.6
Natural Gas	15.1
Non-conventional Hydroelectric power	16.6
Geonergy	
Uranium	1.1
TOTAL	100.0

SOURCE: Latin American Energy Cooperation Program (PLACE), November 1981.

Thus, the alternatives recommended for supplying future energy demand are as follows:

- 1 - Diversification of sources to reduce the high

dependence on oil, by means of:

- more intensive utilization of biomass, mainly firewood and charcoal for industrial use
- greater production of coal
- rational utilization and intensive exploitation of natural gas in association with oil
- production of fuel alcohol from sugar cane

2 - Detailed evaluation and more intensive exploitation of hydroelectric and geonergy resources

3 - Drawing up of procedures aiming at rationalization and energy conservation.

3.2. GROUP II - CENTRAL AMERICAN COUNTRIES

Due to their scarce or almost non-existent reserves of oil, coal and natural gas (Table 7); the best options for these countries are based on hydroelectric power, biomass and geonergy, and the following steps are recommended:

1 - Diversification of sources to reduce the high dependence on oil in industry and transportation

2 - Detailed evaluation of hydroelectric, geonergy and biomass resources

3 - Accelerated development of hydroelectric power for:

- generation of industrial process heat
- urban and railway transportation
- production of fertilizers



TABLE 7
CENTRAL AMERICA
STRUCTURE OF ENERGY RESERVES

SOURCE	%
Coal	0.6
Oil	0.2
Natural gas	
Non-conventional hydrocarbons	
Hydroelectric power	99.2
Geoenergy	0.1
TOTAL	100.0

SOURCE: Latin American Energy Cooperation Program (PLACE), November 1981.

4 - Production of fuel alcohol from sugar cane or other sources

5 - Rational utilization and exploitation of biomass energy by means of:

- efficient utilization of firewood and charcoal
- production of vegetable surrogates for oil by-products (alcohol from wood and vegetable fuel oils).

3.3. GROUP III - CARIBBEAN COUNTRIES

In the case of this group, it is necessary to differentiate countries according to the availability of oil, since Trinidad and Tobago is an exporter. This country, however, has reserves for only nine years if it continues to produce at 1979 rates, which points toward the need of adopting policies for conservation and diversification of energy sources within the alternatives applicable to the other countries. It is important to observe the relevance for the whole sub-region of the industrial and transportation sectors in what concerns present and future energy requirements.

Taking into account the region's reserves (Table 8), the following alternatives may be considered:

- 1 - Diversification of the consumption of oil and its by-products and their replacement by locally available resources, mainly hydroelectric power and biomass
- 2 - Completion of the evaluation of hydro and biomass resources to find out about their total potential
- 3 - Faster exploitation of geonergy
- 4 - Accelerated utilization of hydroelectric power in urban and railway transportation and industry
- 5 - Systematic evaluation of the potential for production of alcohol from sugar cane
- 6 - Rationalization of the consumption of oil-products, with simultaneous improvement of the efficiency of the means of conversion.

TABLE 8
CARIBBEAN COUNTRIES
STRUCTURE OF ENERGY RESERVES

SOURCE	%
Coal	0.7
Oil	23.4
Natural gas	71.4
Non-conventional hydrocarbons	
Hydroelectric power	4.4
TOTAL	100.0

SOURCE: Latin American Energy Cooperation Program (PLACE), November 1981.

TABLE 9

**ANDEAN COUNTRIES:
STRUCTURE OF ENERGY RESERVES**

SOURCE	BOLIVIA	COLOMBIA	CHILE	ECUADOR	PERU	VENEZUELA
Coal		7,5	39,7		2,0	1,5
Oil	1,1	1,2	3,5	8,5	2,1	38,8
Natural gas	7,6	1,6	3,9	5,5	0,6	16,2
Non-conventional hydrocarbons						4,4
Hydroelectric power	91,3	89,7	52,9	85,9	95,2	39,1
TOTAL	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0

SOURCE: Latin American Energy Cooperation Program (PLACE),
November 1981.

3.4. GROUP IV - ANDEAN COUNTRIES

The Andean countries also differ greatly with regard to oil, coal and natural gas reserves (Table 9).

Besides that, some of these countries, which have good oil reserves, have become heavy exporters of this commodity and may become vulnerable since these reserves may soon be exhausted (between 10 and 20 years) if exports continue at 1979/1980 levels.

In view of these facts, the following alternatives are feasible:

- 1 - Replacement of oil and its by-products (corresponding to 66% of the domestic primary energy supply) by other widely-available resources such as coal, natural gas and renewable sources (biomass and hydroelectric power).
- 2 - Rationalization of the consumption of energy mainly oil by-products, with simultaneous improvement of the means of conversion
- 3 - Rational exploitation of drilled natural gas, which has been little utilized
- 4 - More intensive use of hydroelectric power in urban and railway transportation
- 5 - Completion of the evaluation of hydro resources to find out about their overall potential
- 6 - Suitable utilization of biomass, mainly firewood, promoting its utilization in industry to be burned directly or consumed in the form of gas and charcoal.

3.5. GROUP V - PLATA BASIN COUNTRIES

These countries also differ greatly in terms of energy reserves. Uruguay and Paraguay are devoid of oil or natural gas deposits, while Argen-

tina has a great variety of available energy resources, including uranium. The reserves of these countries are outlined in Table 10.

TABLE 10
PLATA BASIN COUNTRIES
STRUCTURE OF ENERGY RESERVES

SOURCE	%
Coal	1.3
Oil	5.6
Natural gas	8.9
Non-conventional hydrocarbons	
Hydroelectric power	79.0
Geoenergy	
Uranium	5.2
TOTAL	100.0

SOURCE: Latin American Energy Cooperation Program, OLADE.

In this region, as in the other Latin American countries, there is also heavy dependence on oil and its products (67% of supply), although Argentina produces over 90% of its consumption. The case of Uruguay is the most critical due to the country's total dependence on oil imports and the deficient exploitation of its vast hydro reserves.

Within this context, the alternatives are the following:

- 1 - Replacement of oil by other energy sources to reduce imports
- 2 - Improved inventory of hydroelectric power and biomass and more intensive exploitation of these resources, mainly in Uruguay and Paraguay

- 3 - Substitution, insofar as possible, for oil products by hydroelectric power in urban and railway transportation
- 4 - Incentives for the utilization of biomass, mainly firewood and charcoal, in industrial processes
- 5 - Greater production and consumption of fuel alcohol from sugar cane in Paraguay.

3.6. GROUP VI - BRAZIL

Just as the other Latin American countries, Brazil has relied too much on oil and its products. The country's dependence on imported oil has continued to grow even after the 1973 and 1979 "crises". Dependence on external supply of oil and coal reached 90% and 77% respectively in 1979, corresponding to around 40% of the overall Brazilian consumption of primary energy. Figure 1 illustrates the evolution of the total consumption of primary energy sources.

The alternatives adopted by Brazilian authorities to remedy this situation are creative and diverse, and a detailed analysis of them will provide guidance to other Latin American countries. We should note that, due to the country's territorial extension and great variety of physiographic conditions (climate, soil, vegetation, etc.), besides economic, social and geological factors, the Brazilian model presents solutions of national as well as regional character and value.

For the same reason, these solutions may be of great help in similar studies conducted regionally in each Latin American country.

4. SURVEY OF A CASE OF ENERGY PLANNING IN BRAZIL

4.1. THE BRAZILIAN ENERGY MODEL

4.1.1 Fundamentals

The structure of primary energy consumption

in Brazil showed, at the end of the 70's, high rates of consumption of non-renewable fuels (Table 11).

Comparing such consumption with the energy resources and reserves available (Table 12), one can see the contrasts between these data, which showed the necessity of searching for solutions to achieve a more coherent utilization of domestic energy sources.

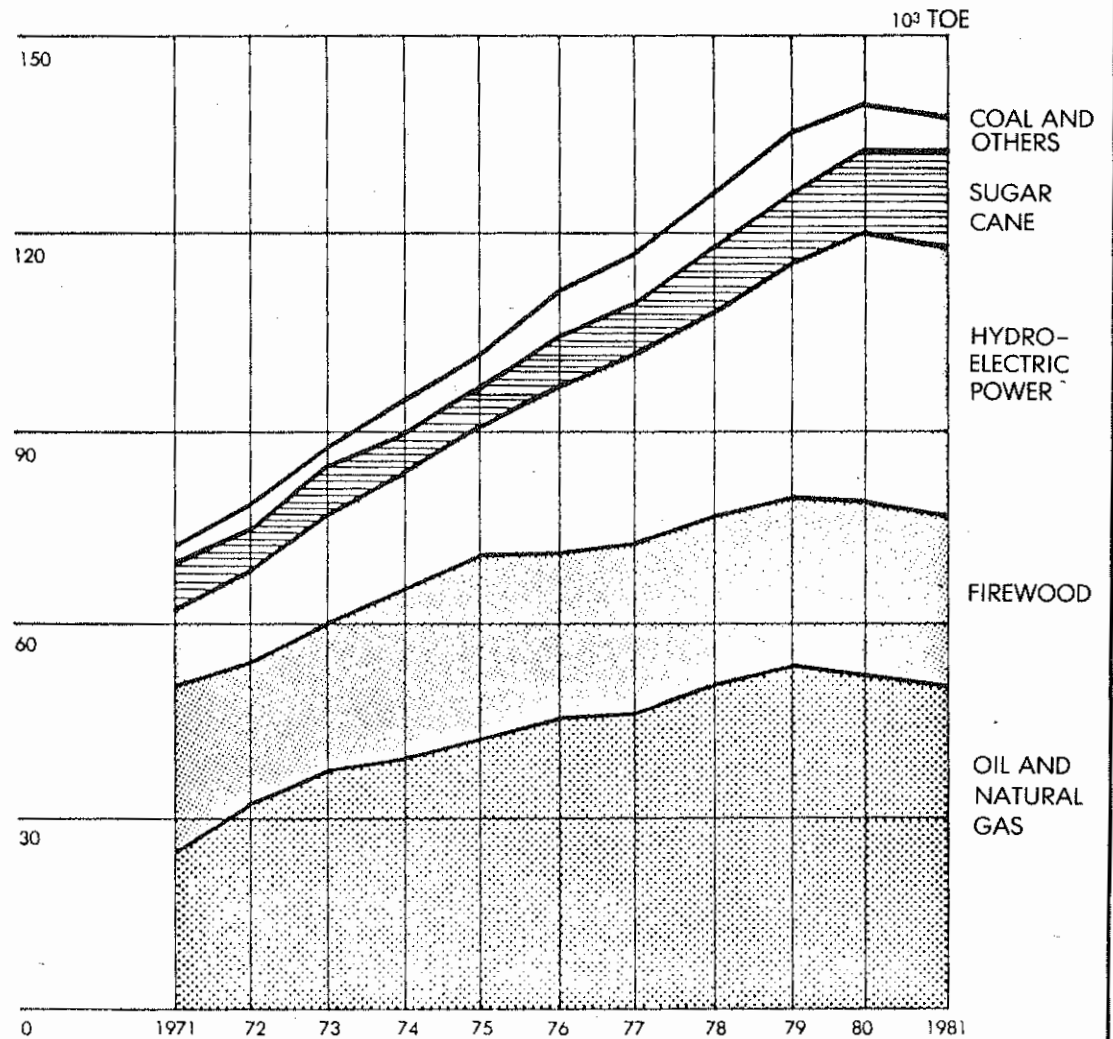
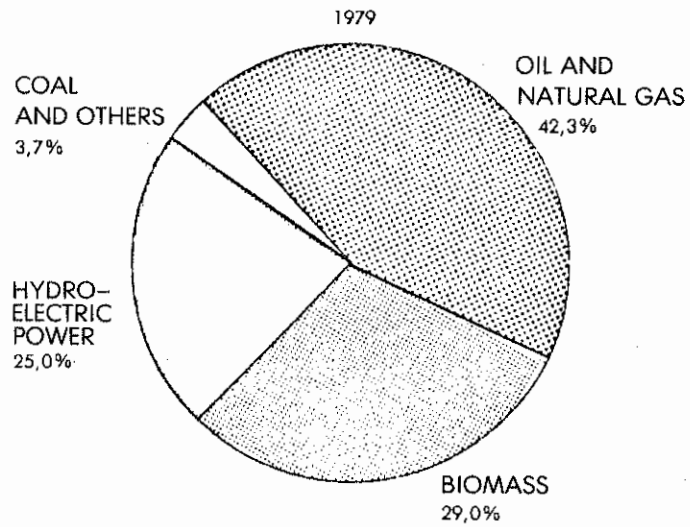
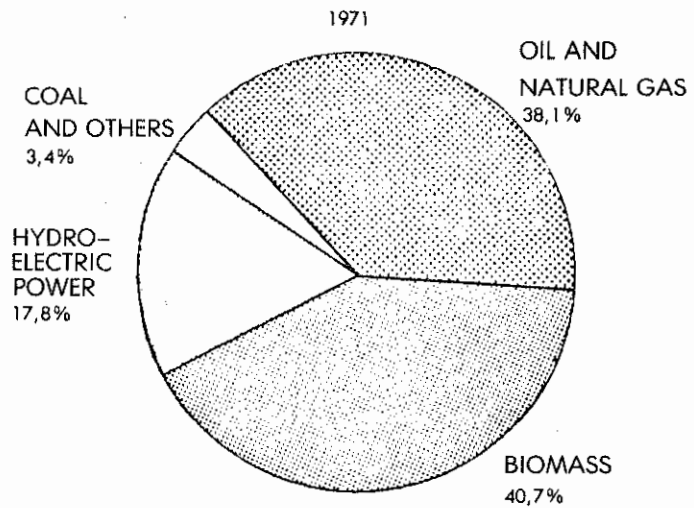
Besides, the balance of trade was a serious problem, since oil imports required a considerable portion of our total export revenues (Table 13). Because of that, the Brazilian Government has recommended the adoption of an energy model geared to substituting imported oil, with two basic approaches:

- Regional use of energy sources with a reduction in transportation of energy.
- Diversification of the energy sources with the utilization of technological pluralism.

Thus, the energy model to be adopted should obey the three basic lines:

- Conservation of energy
- Increase of domestic oil production and reserves
- The highest utilization of domestic energy sources and substitution for the consumption of oil products.

FIGURE 1
BRAZIL
TOTAL OF PRIMARY SOURCES - EVOLUTION OF CONSUMPTION



SOURCE: National Energy Balance, 1982.

TABLE 11
CONSUMPTION STRUCTURE OF PRIMARY ENERGY

PRIMARY ENERGY	CONSUMPTION IN 1969		CONSUMPTION IN 1979	
	1,000 TOE	%	1,000 TOE	%
1. Non-renewable	24.111	42,9	53.596	45,4
1.1. Fossil				
Oil	21.673	38,5	47.975	40,7
Natural Gas	96	0,2	498	0,4
Coal	2.342	4,2	5.123	4,3
Shale oil				
1.2 Nuclear				
2. Renewable	32.218	57,1	64.189	54,6
2.1 Biomass				
Alcohol	27		1876	1,6
Cane residues	2.520	4,5	5.489	4,7
Firewood	18.999	33,7	20.469	17,4
Charcoal	1.191	2,1	2.976	2,6
2.2 Hydro	9.481	16,8	33.379	28,3
2.3 Other sources (solar, wind, etc.)				
TOTAL	56.329	100,0	117.785	100,0

SOURCE: Brazilian Energy Model, Ministry of Mines and Energy,
May 1981.

TABLE 12

BRAZIL

ENERGY RESOURCES AND RESERVES (1)

SOURCE	UNIT	ON 31-XII-79		ON 31-XII-81	
		QUANTITY	ENERGY EQUIVALENCE 1,000 TOE	QUANTITY	ENERGY EQUIVALENCE 1,000 TOE
1. Non-renewable			6.572.000		
1.1 Fossil					
Oil	m ³ x 10 ³	198.000	166.000	237.700	199.660
Natural gas	m ³ x 10 ⁶	45.000	41.000	60.287	54.861
Shale oil	m ³ x 10 ³	672.000	565.000	672.000	565.000
Coal	t x 10 ³	22.800.000	4.300.000 (2)	22.610.000	4.270.000 (2)
Subtotal			5.072.000		5.089.521
1.2 Nuclear					
Uranium (U ₃ O ₈)	t	215.000 (4)	1.500.000 (5)	266.300 (4)	1.855.000 (5)
2. Renewable					
Hydro	GW/Year(3)	106.500	271.000/year	106.500	271.000/year
Peat	t x 10 ³			3.154.000	240.000

(1) Other renewable energy sources are not included.

(2) The conversion coefficients are variable and permit a 50% recovery in mining.

(3) Firm energy.

(4) Costs are lower than US\$ 43/lb.

(5) Mining and processing losses are considered without taking plutonium and residual uranium recycling into account.

SOURCES: Brazilian Energy Model, Ministry of Mines and Energy, May 1981.
National Energy Balance, Ministry of Mines and Energy, 1982.

TABLE 13
BRAZIL
OIL: FOREIGN TRADE

YEAR	OIL IMPORTS TOTAL IMPORTS %	OIL IMPORTS TOTAL EXPORTS %
1973	13,5	12,6
1974	23,9	38,0
1977	31,7	31,4
1978	30,8	33,3
1979	36,1	42,5
1980	43,1	49,2

SOURCE: Brazilian Energy Model, Ministry of Mines and Energy,
May 1981.

4.1.2 Goals

After the basic lines had been defined, the strategies of action and the goals to be achieved up to 1985 were established. It is important to remark that these goals and the stated period of time can be adapted or changed due to adverse factors or to crossroads situations. Besides, modifications can be made if the basic parameters utilized to evaluate the estimated consumption of oil derivatives for 1985 (approximately 1,700,000 barrels per day) are altered. These basic parameters are the following:

- GDP growth rate: 6% per year

- Demographic growth rate: 2.5% per year
- Growth rate of the products consumption: 7% per year.

Table 14 shows the goals of the Brazilian Energy Model. In 1985, the needs of oil, which exceed 1,000,000 barrels per day, with a self-sufficiency of 50%, will be satisfied through the substitution of oil products by other national energy sources.

These national sources will also supply the growing Brazilian energy demand, answering, in 1985, for about 65% of all energy needs.

TABLE 14

BRAZIL - GOALS FOR OIL SUPPLY IN 1985
SOURCE OF OIL SUPPLY AND NATIONAL
SUBSTITUTES FOR ITS PRODUCTS

SOURCES	SUPPLY		
	TOE/DAY	1.000 TOE	UNIT/YEAR
1. CRUDE OIL	1.000.000	48.750	
National	500.000	24.375	
Imported	500.000	24.375	
2. ALTERNATIVE SOURCES	500.000	24.375	
- Renewable	350.000	17.063	
• Alcohol	170.000	8.288	10,7 X 10 ⁹ liters
• Firewood and charcoal	120.000	5.850	25 x 10 ⁶ t, in wood
• Hydro	60.000	2.925	10.086 GWh
Non-Renewable	135.000	6.581	
• Coal	100.000	5.363	14,6 x 10 ⁶ t
• Shale oil	25.000	1.218	9 x 10 ⁶ t
- Others	15.000	731	
3. CONSERVATION OF ENERGY	200.000	9.750	
TOTAL	1.700.000	82.875	

SOURCE: Brazilian Energy Model, Ministry of Mines and Energy,
 May 1981.

4.1.3 Incentives Policies

One of the tools utilized by the Government for the effective implementation of this program was the establishment of a policy of prices of energy sources geared to stimulating their production. The basic premises of this policy are related to changes in the prices of oil products in connection with the international prices of crude and with the currency exchange rate as well as to guaranteed return on the capital invested in the generation of such energy sources in order to stimulate the participation of the private sector.

This way, the price paid by the consumer for one Kcal of the national energy substitute source will always be lower than the price of one Kcal of an oil product. For example, the price paid by the consumer for hydrated alcohol will be, at most, 59% of the price of standard gas. Concerning coal, the price of its Kcal will be, at most, 70% of the sale price of one Kcal of the cheapest fuel oil.

A policy of incentives for the production and consumption of alternative energy sources should be based on a centralized decision of the Government, with previous knowledge of all the financial and economic factors, without neglecting those social and political impacts which can occur. If done otherwise, it would be almost impossible to neutralize a traditional structure of production and consumption which has been established based on financial and economic values.

4.1.4 Results Obtained

This study focuses on the participation and the possibilities of the New and Renewable Energy Sources in the energy matrix of Latin America. Thus, we should analyze only the third basic line of the Brazilian model, that is, the utilization of national energy sources and substitution for the consumption of oil products. However, aiming at giving a better idea of the efforts which are being developed by Brazil, we would like to inform briefly about some data related to the two other basic lines of the mentioned model.

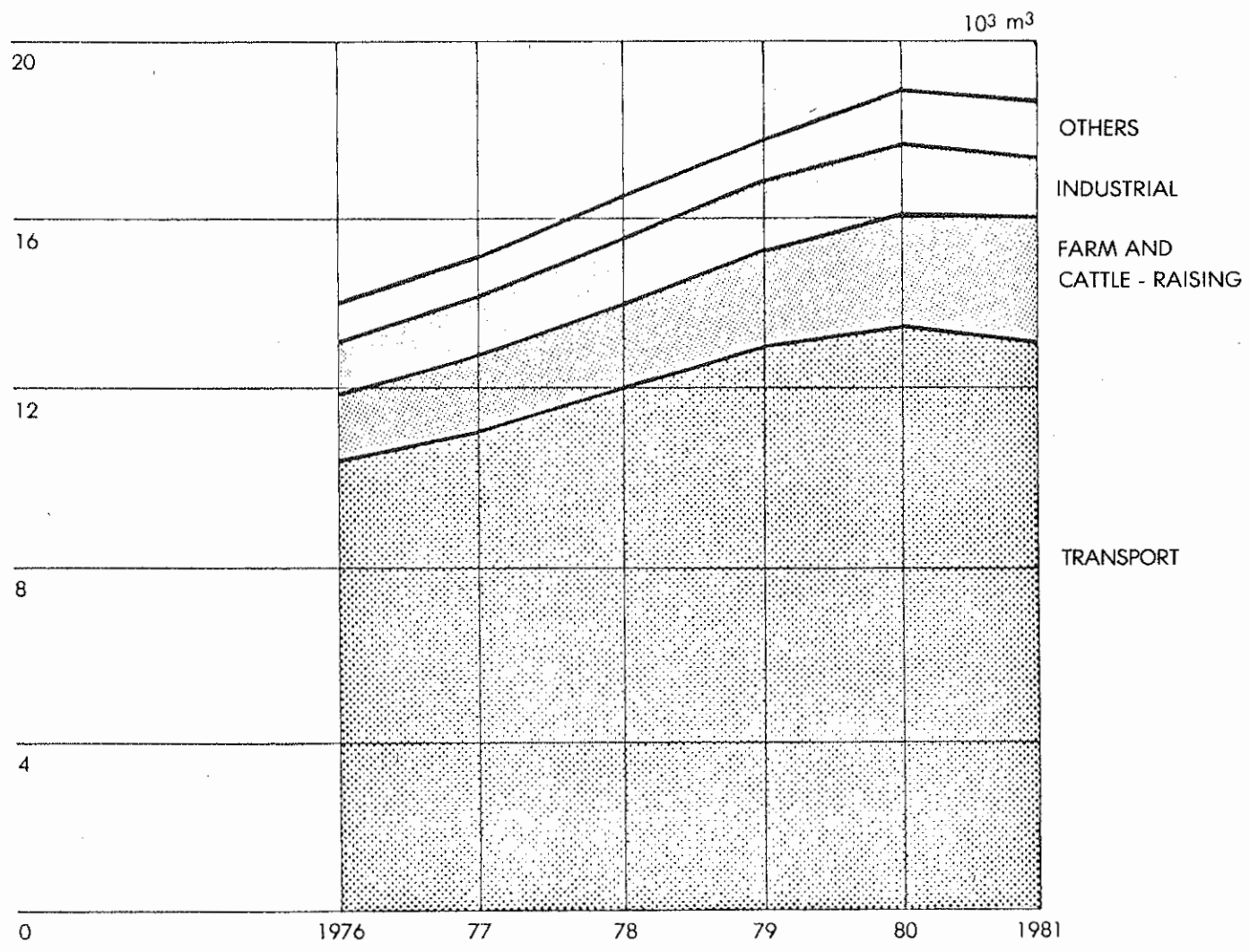
Concerning energy conservation, our country has held its total consumption of oil and alternative sources practically steady, although Brazil has registered a growth of 14% in its GDP between 1978 and 1982.

Consumption, which was 1,130,000 barrels per day in 1979, will be about 1,146,000 barrels of oil equivalent per day in 1980. New and renewable energy sources will account for about 10%. Figures 2, 3 and 4 show the stability (and even reduction) of the consumption of the major oil products from 1976 to 1981.

Concerning the growth of domestic oil production, on 2-XII-82 Brazil was producing 310,000 barrels per day, which means that domestic oil production had doubled over a period of four years. This production represents a savings of US\$ 10 million per day, besides a reduction in external oil dependence, that is, 82% in 1979 versus 68% in 1982.

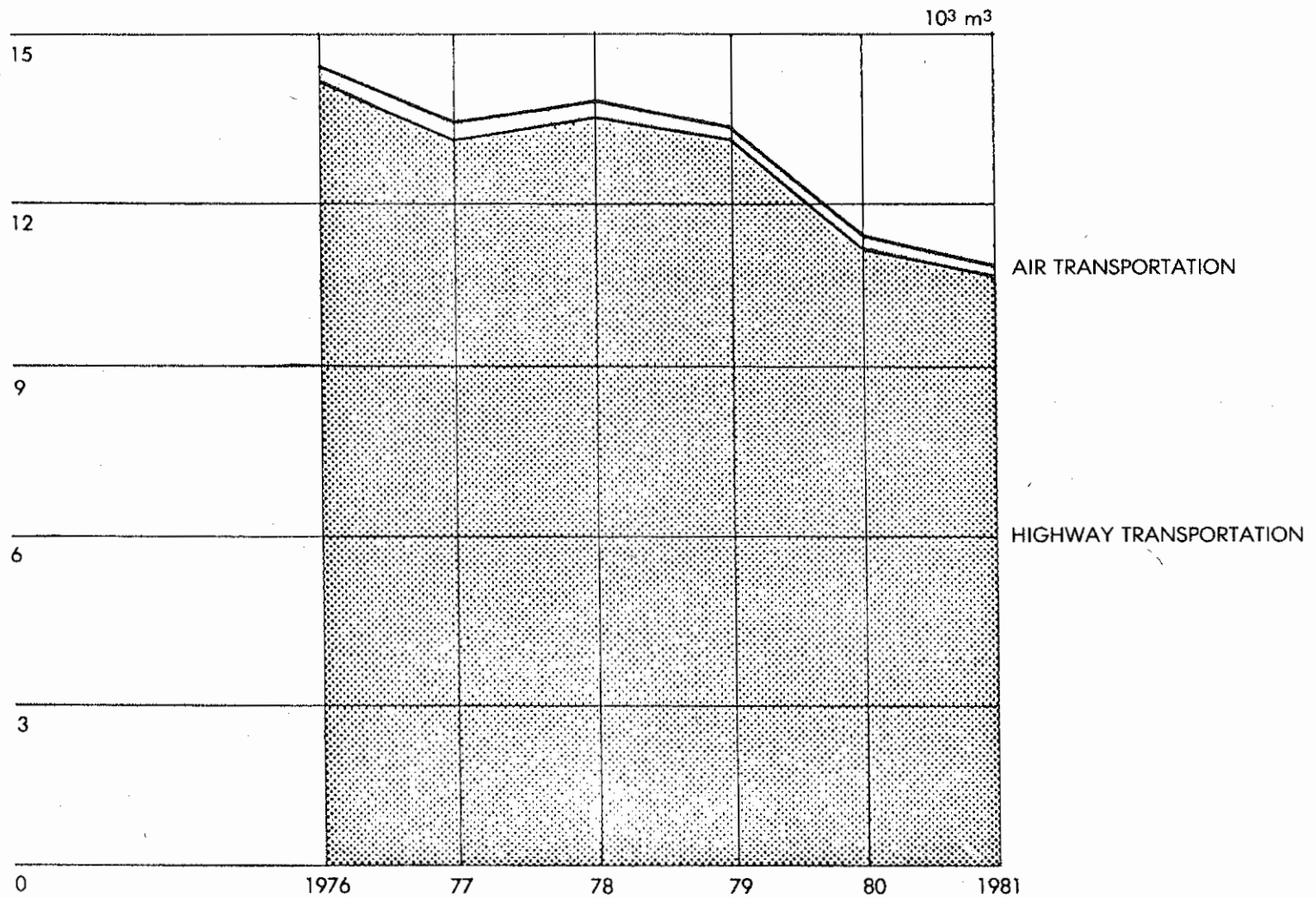


FIGURE 2
BRAZIL
DIESEL OIL - SECTORIAL EVOLUTION
OF TOTAL CONSUMPTION



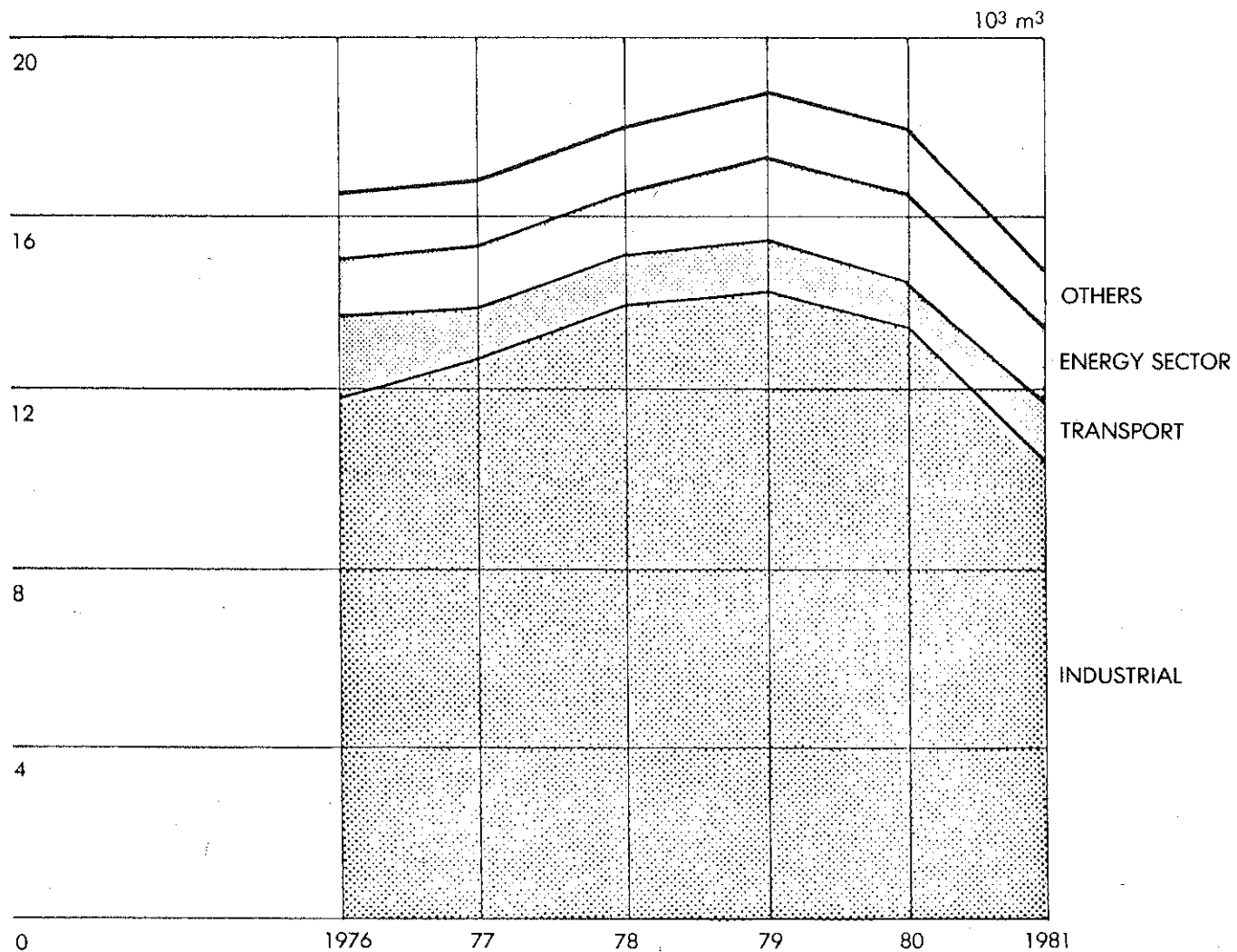
SOURCE: National Energy Balance, 1982.

FIGURE 3
BRAZIL
GASOLINE - SECTORIAL EVOLUTION
OF TOTAL CONSUMPTION



SOURCE: National Energy Balance, 1982

FIGURE 4
BRAZIL
FUEL OIL - SECTORIAL EVOLUTION
OF TOTAL CONSUMPTION



SOURCE: National Energy Balance, 1982

These results are more significant if we consider that in the same period oil reserves increased from 198 million m³, which represents a growth of 18% in measured reserves during a period of two years.

Now we will continue commenting on those new and renewable sources which compose the Brazilian Energy Model.

4.2 ALCOHOL

Alcohol was chosen as an alternative automotive fuel because Brazil already had a tradition in the growing of sugar cane (the most extensive raw material in the program) and in its transformation into sugar and alcohol. Moreover, experiments on the use of alcohol in Otto engines began to be made in the 30's and 40's and even the addition of anhydrous alcohol to gasoline was a common practice in Brazil.

4.2.1 Objectives of PROALCOOL

On November 14, 1975, the Federal Government created the PROALCOOL - Programa Nacional do Alcool (National Alcohol Program), which, in addition to the major objective of reducing imports of crude, also had as goals:

- Expansion of the national agricultural frontier, through the incorporation of non-cultivated lands into the production process;
- Increase of orders to domestic industry for the the equipment to be used on the projects of expansion and implementation of distilleries;
- Improvement of the environmental conditions in the large urban centers, due to the lower grade of pollution caused by the use of fuel alcohol;

- Increase of domestic income through the utilization of production factors which are idle or in disguised application, mainly land and labor force;
- Reduction of disparities among regional incomes. Even those regions of low income offer the minimum conditions for the production of raw materials, mainly in terms of cassava, in volumes adequate for the production of alcohol.

4.2.2 Goals of PROALCOOL

During its first phase (from 1975 to 1979), PROALCOOL had as its goal the production of 3 billion liters of alcohol, to be achieved by 1983. This proposed volume should permit an addition of up to 20% of alcohol to the gasoline consumed in Brazil. In this phase emphasis was given to anhydrous alcohol (99.80... proof), which is suitable for mixture with gasoline.

In 1979 a new goal was established for PROALCOOL, that is, a production of 10.7 billion liters of alcohol in 1985. This volume corresponds to the growth of consumption foreseen for gasoline in the same period and is distributed as follows:

- 3.1 billions liters of anhydrous alcohol for addition to gasoline (at a percentage of 20%) for approximately 7,300,000 vehicles, without any modification or engine timing;
- 6.1 billion liters of hydrated alcohol allocated for 1.7 million vehicles run exclusively on alcohol. According to the forecasts, 1.225 million of this total would be new vehicles and 475,000 would have their engines converted to alcohol;
- 1.5 billion liters of alcohol for alcohol-based chemistry.



4.2.3 Use of the land

The achievement of the above-mentioned 10.7 billion liters of alcohol will require a total crop area of about 4.5 million ha. which represent only 3.6% of the area fit for temporary or permanent farming, evaluated at 123 million by the Ministry of Agriculture.

This low percentage of farmland use shows that there is no possibility of threatening food production. Moreover, two technologies of farming of Leguminosae (beans, peanuts, soybeans, etc.) have been widely used in the same soil utilized for sugar cane plantations.

The first one, called "consortium", permits Leguminosae farming among the rows of sugar cane. The other, called "rotation", is based on the farming of Leguminosae during the rainy season, when sugar cane farming is inactive. It permits soil improvement due to the nitrogen fixed by the Leguminosae roots.

4.2.4 Agricultural and Industrial Technology

Alcohol production is totally based on the national technology available to the sector, which has been aggregated to a series of improvements introduced after the new focus given to the product.

Alcohol from raw materials other than sugar cane, mainly cassava, was not produced on a commercial scale in Brazil.

The Federal Government, through research institutions which are linked to it, made a major effort to develop a feasible technological system not only from the technological point of view but also the economic one. Thus, the technological "solution"

for the production of alcohol from cassava is already settled. The technological aspects of the utilization of saccharine sorghum in the production of alcohol are also decided, since it is processed in the same way sugar cane is. Regarding timber, a demonstration unit, which will be based on the technology developed in Brazil and in other countries, is being installed. This unit should begin to operate in 1983, with a production of 30,000 liters/day of ethanol from timber.

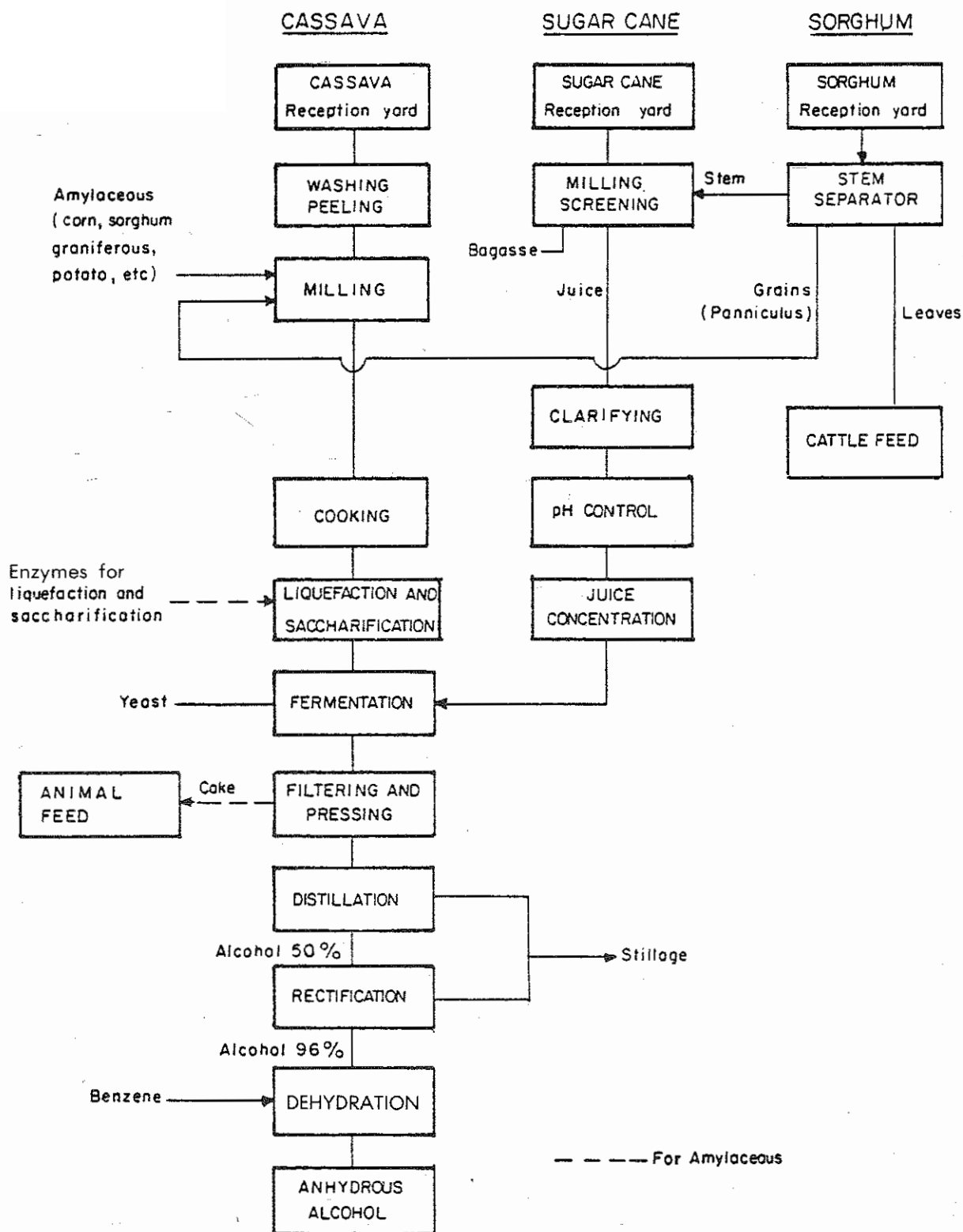
Alcohol from sugar can be made in two types of industrial units: in distilleries integrated with sugar mills or in autonomous ones. In the former, alcohol is produced basically from molasses, a by-product of sugar production, although in many of them the juice is also processed in order to improve the production of alcohol. The autonomous units only produce alcohol from juice. All distilleries of alcohol dealing with raw materials other than sugar cane are autonomous. Figure 5 shows the flow of alcohol production from sugar cane, cassava and sorghum.

The period of production of the alcohol distilleries is determined by yield of the respective raw material used. As regards sugar cane, this period averages 6 months, with the possibility of being extended through the use of irrigation during sugar cane farming (in those regions where this method is recommended) or through the associated use of saccharine sorghum.

Alcohol production from cassava can require a longer period (generally of 10 months), which can be interrupted during the periods with high incidence of rain, when uprooting becomes extremely difficult. The utilization of dried cassava chips during this period can contribute to extending the lifetime of these units.

FIGURE 5

PRODUCTION OF ALCOHOL FROM CASSAVA, SUGAR CANE AND SORGHUM



All the alcohol projects must first define the use to be made of the stillage, a by-product of alcohol production, which, due to its high index of BOD (Biological Oxygen Demand), cannot be thrown into the rivers. Nowadays, stillage is used mainly as fertilizer in the sugar crop itself.

4.2.5 Location

The location of alcohol enterprises which are part of PROALCOOL is not subject to rigid restrictions. Nevertheless, some criteria should be observed when the location is chosen.

First of all, as these units process agricultural raw materials which are perishable, the agricultural aptness of the region must be taken into consideration. The majority of Brazilian states have maps of agricultural suitability for the main crops, among them those considered energy-producing. This information helps the definition of the macrolocation of the undertakings. Microlocation requires more detailed studies.

The alcohol projects must prove that the energy crops will not cause displacement of food crops. Otherwise, they will not be approved by PROALCOOL.

Alcohol distilleries, due to the characteristics of the raw materials which they use, are located in general in rural areas, not far away from the urban centers. Nevertheless, the choice of their location should take into account other aspects, besides those mentioned:

- Proximity to consumption centers;
- Easy access to production flow;

- Availability of water;
- Possibility of using stillage.

4.2.6 Production Capacity

The CENAL - Comissao Executiva Nacional do Alcool (National Executive Alcohol Commission) classified the distilleries of alcohol according to the installed production capacity, that is:

- Microdistilleries - up to 5,000 liters/day;
- Minidistilleries - from 5,000 to 30,000 liters/day;
- Macrodistilleries - over 30,000 liters/day.

The majority of alcohol units which have been installed in Brazil are macrodistilleries (the installed capacity of 120,000 liters/day predominates). These units have good technology and economic-financial viability, both perfectly fit for the project.

Microdistilleries, whose production should be destined basically to farm consumption, are being commercially tested. There is no conclusive information yet on their technical and economic viability. The technical concept in these units is simpler than in the bigger ones in order to work out the "diseconomy" of scale caused by the reduction of installed capacity.

Ministilleries have a concept which is similar to that of macrodistilleries, and their goal is the regional supply of hydrated alcohol. These units are now having their technical and economic viability tested, but it is widely known that they are the best option for the regions which do not have

a tradition in processing and farming energy feedstock.

4.2.7 Job Policy

The programs for generation of alternative energy which are being implemented in Brazil, such as PROALCOOL, demand a great deal of manpower, mainly for the agricultural sector. This generation of jobs is still more important when we consider that it is concentrated in the rural areas, away from the large urban centers.

The alcohol enterprises in the farmlands offer their employees a good standard of living, in which health, housing, education and leisure are included.

The labor force is trained through specialized centers linked to the universities or to trade unions of the industrial sector, that is, SENAI - Servicio Nacional de Aprendizagem Industrial (National Service of Industrial Apprenticeship) and SESI - Servico Social da Industria (Industrial Social Service). Nevertheless, the majority of efforts to train laborers to work in the alcohol sector are made directly by the businesses themselves.

Accomplishment of the production goal (10.7 billion liters of alcohol by 1985) will correspond to the generation of 409,000 jobs: 336,000 (or 82%) in the agricultural sector and 73,000 in industry.

4.2.8 Pricing Policy

Among the policies of the PROALCOOL, it is very important to point out the existence of a limit on the sale price to the consumer of hydrated fuel alcohol in relation to the price of gasoline. Nowadays, according to governmental decisions, the price of

alcohol cannot exceed 59% of the price paid by the consumer for automotive gasoline. At present, this relation is of US\$ 0.39 and US\$ 0.67 (*) for the liter of alcohol and gasoline, respectively. In terms of consumers, there is no price incentive for the anhydrous alcohol mixed with gasoline. Its sale price to the consumer is the same as gasoline's and is the same all over the country.

The prices paid to producers are determined in accordance with the prices of sugar; the current price for 38 liters of 100° proof alcohol is the same as for one 60-lb. bag of sugar for a cost of US\$ 0.37 and US\$ 0.35 (*) per liter of anhydrous and hydrated, respectively. The price of sugar is fixed according to the cost of sugar cane production and processing.

Table 15 shows the costs of production of alcohol in relation to the international cost of gasoline.

TABLE 15

ALCOHOL - COMPARATIVE COSTS (December 1982)

Anhydrous alcohol	From US\$ 38 to US\$ 41 per barrel
Hydrated alcohol	From US\$ 45 to US\$ 51 per barrel
Automotive gasoline	US\$ 42 per barrel

SOURCE: Secretariat of Industrial Technology, Ministry of Industry and Trade.

(*) US\$ = CR\$ 250,00



4.2.9 PROALCOOL - Present Situation

Up to this moment, 385 proposals for installation of alcohol distilleries have already been approved by PROALCOOL. When these units operate at their maximum capacity, they will add about 7.6 billion liters of alcohol per year to the installed capacity existing before the Program. In 1983 CENAL expects to authorize new projects which will be responsible for over 800 million liters of alcohol per year.

Among these 385 projects, 175 are integrated distilleries and 210 are autonomous distilleries (197 of sugar cane, 11 of cassava, 1 of saccharine sorghum and 1 of babassu).

Of Brazil's 23 states, only one does not have an approved alcohol distillery project. In spite of this apparent dispersion, projects are concentrated in the states which have tradition in sugar production, such as Sao Paulo (153), Pernambuco (34) and Alagoas (29), which are together responsible for 52% of the total capacity approved in the country up to this moment.

Taking into consideration the installed alcohol production capacity before PROALCOOL, evaluated at 900 million liters, and the capacity of those projects which are already part of the program, one can say that 81% of the production initially proposed (10.7 billion liters) is guaranteed.

The cumulative investment of resources from PROALCOOL until the end of 1982 reached US\$ 3.5 billion. The distribution of these resources from 1976 to 1983 is shown in Figure 6. For 1983, investments are forecast at US\$ 715 million.

Figure 7 presents the evolution of the Brazilian production of alcohol.

The production value of the alcohol made in this harvest is evaluated at US\$ 1.8 billion and will represent a supply of 78,000 barrels of oil equivalent (about 1/4 of the Brazilian production of oil). Taking into consideration the international prices of gasoline, this production represents a savings in foreign exchange of US\$ 1.23 billion, in just one season.

That production will guarantee the supply for about 600,000 alcohol-powered vehicles sold by 1982 and for 8 million vehicles which will use gasoline with 20% of alcohol. By 1983 approximately 360 thousand alcohol-powered vehicles are expected to be sold, corresponding to around 50% of the Brazilian production in that year. Figure 8 elucidates these data. About 2,000 alcohol retailer stations, which are already in operation, will supply these vehicles.

The alcohol-based chemical plants already in operation will use around 324 million liters of alcohol in the present season. Nowadays the alcohol industry directly employs around 234,000 workers: 39,000 in the industrial sector and 195,000 in agriculture. This season's alcohol industry revenues will reach US\$ 1.5 billion and value-added sales tax US\$ 216 million. Wages paid to rural workers are evaluated at US\$ 400 million, and those paid to industrial workers at around US\$ 220 million. (*)

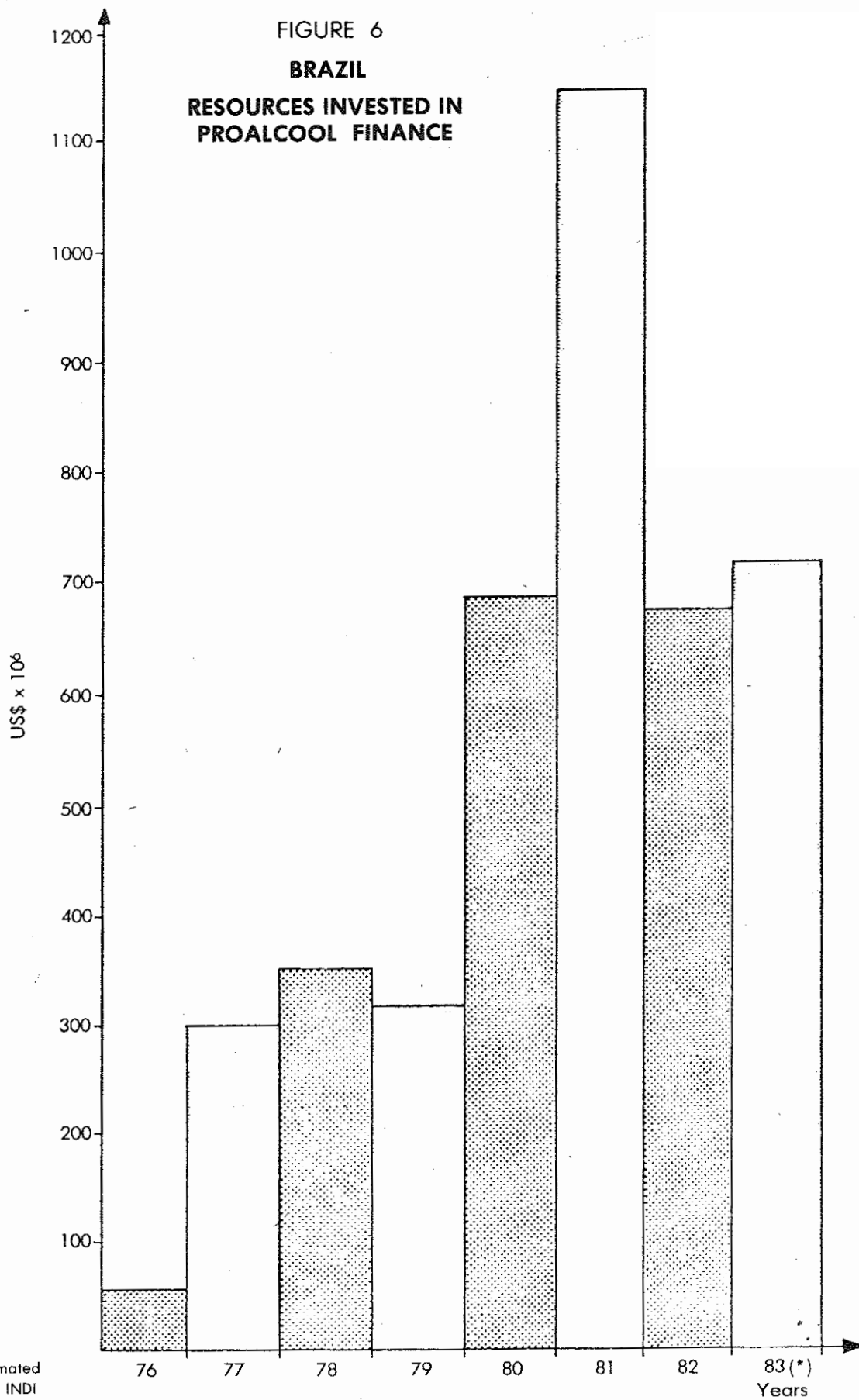
4.3 CHARCOAL AND FIREWOOD

4.3.1 Fundamentals

Charcoal has been used by industry in Brazil since 1976 and was the basis of the whole Brazilian pig iron and steel production up to 1946. In this year the first steel plant based on coal started production at Volta Redonda.

(*) US\$ 1.00 = CR\$ 250,00

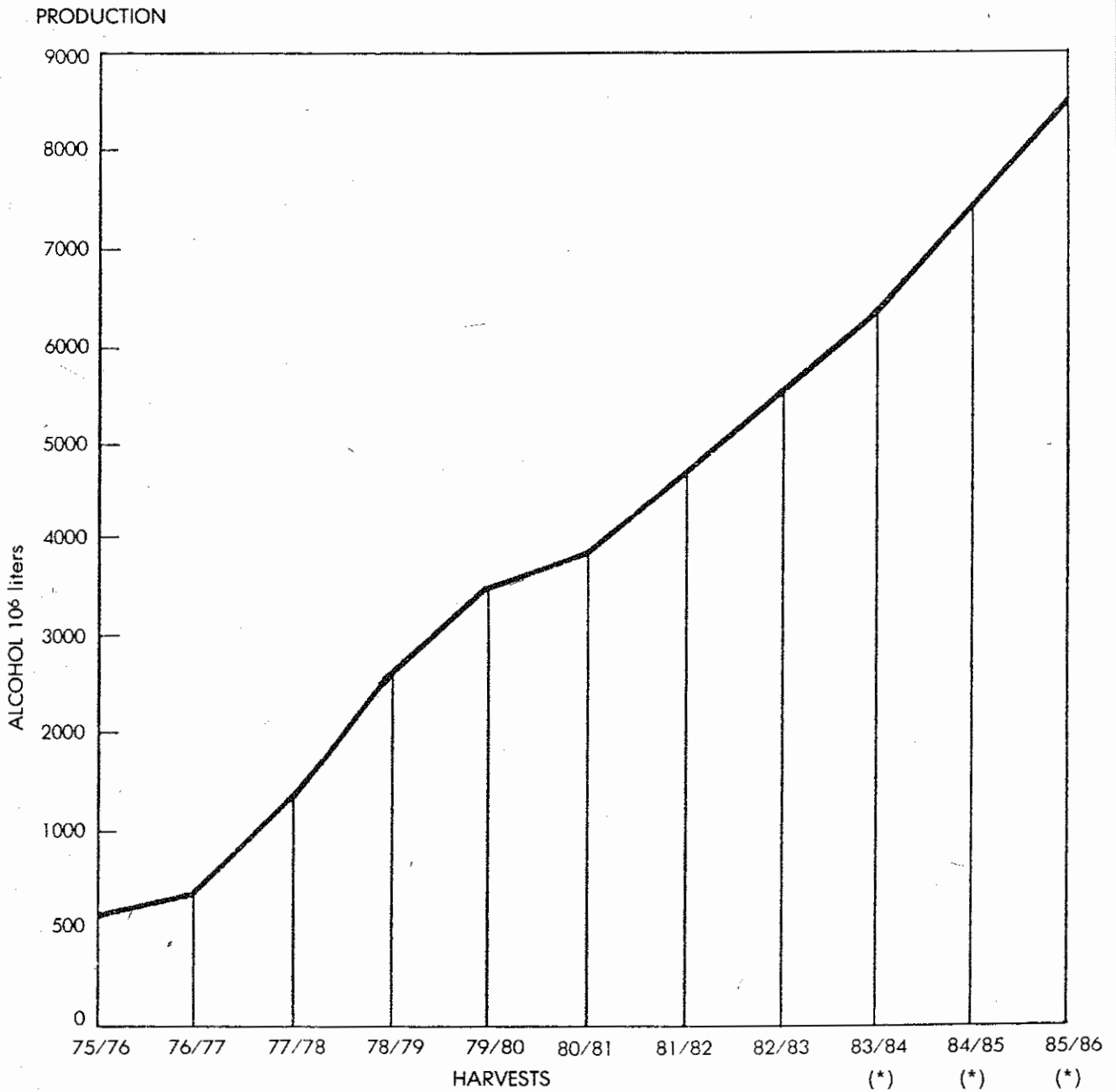
FIGURE 6
BRAZIL
RESOURCES INVESTED IN
PROALCOOL FINANCE



(*) Estimated
Source: INDI

FIGURE 7

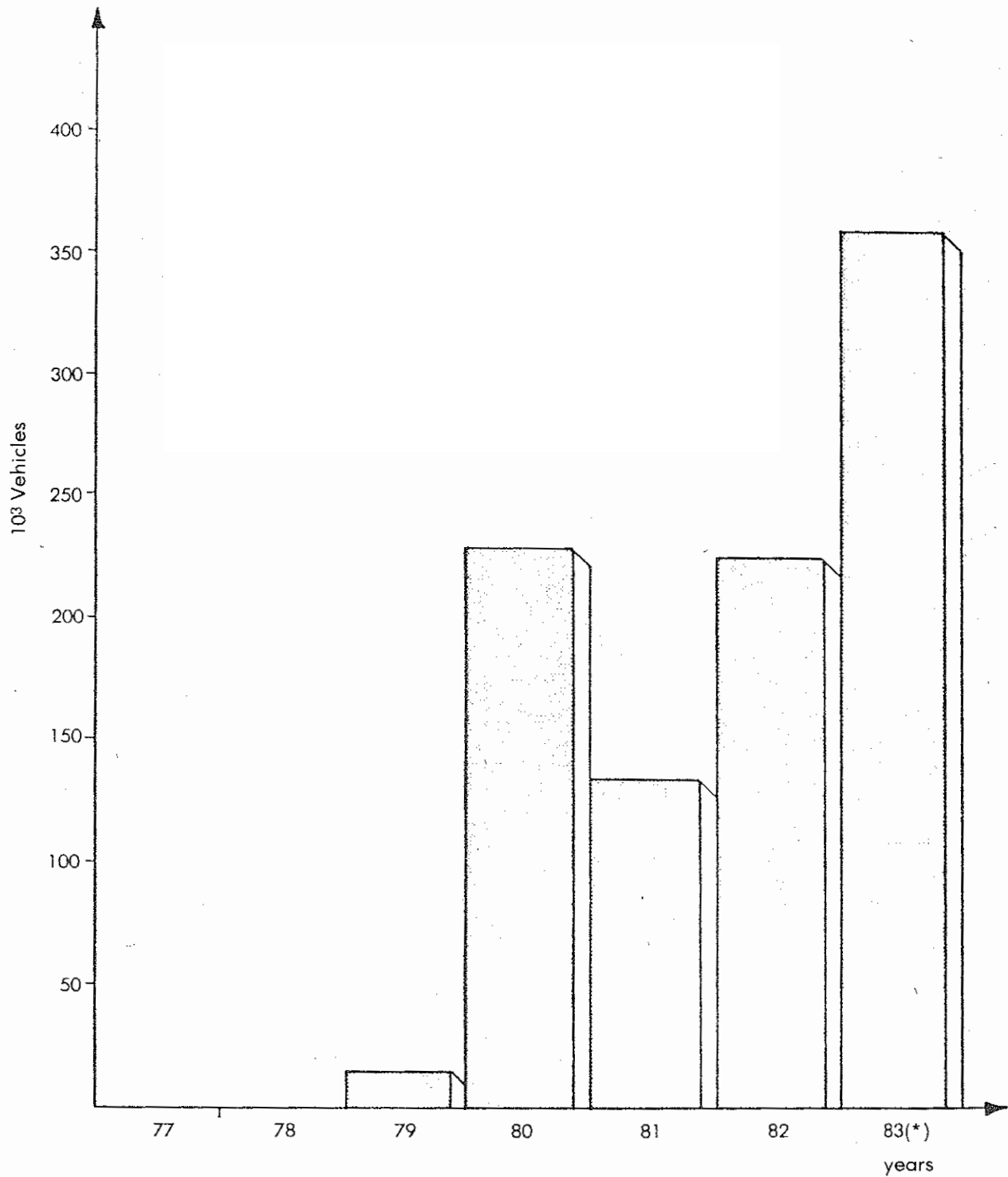
BRAZILIAN ALCOHOL PRODUCTION



(*) Estimated

SOURCE: MIC/IAA

FIGURE 8
BRAZIL
SALES OF 100% ALCOHOL VEHICLES



(*) Estimated
SOURCE: INDI

NOTE: Includes vehicles sold to Paraguay, USA, Haiti, Australia, Venezuela and other countries.

TABLE 16
BRAZIL
CHARCOAL PRODUCTION

(1,000 TON)

COUNTRY	1975	1976	1977	1978	1979	1980
Argentina	296	307	325	498	329	371
Brazil	4.606	4.137	4.072	4.068	4.732	5.549
Costa Rica	12	12	13	13	13	14
Chile	3.713	3.711	3.743	3.885	NA	NA
Grenada						0,3
Haiti	302	317	334	352	371	391
Honduras	8	8	8	8	8	8
Jamaica			13	13	13	13
Nicaragua	17	17	18	18	17	18
Panama	1	1	1	1	1	NA
Peru	178	172	174	177	178	180
Dominican Republic	415	438	451	480	492	572
Uruguay	1	1	1	1	1	2
Venezuela		3	NA	3	3	NA

SOURCE: Energy Statistics for Latin America, OLADE
NA - Not available

The Brazilian production of charcoal in 1980 reached 5.5 million metric tons (22.5 million cubic meters) and was consumed mainly within the State of Minas Gerais. Detail showing this production in comparison with that of other countries in Latin America are shown in Table 16.

In 1980, based on this source of energy, Brazil produced 4.9 million tons of pig iron, which represents 40% of the whole Brazilian production; 3.1 million tons of steel, representing 20% of the Brazilian total; 870,000 tons of foundry pig iron; and 518,000 tons of iron alloys, representing 94% of the whole Brazilian production.

In 1981, the charcoal-based iron and steel industry produced revenues of US\$ 304.2 million via exports of pig iron and iron alloys plus it saved US\$ 165 million because of the domestic output of the coal necessary for the production of equal quantities of pig iron and iron alloy.

In the State of Minas Gerais, the production of charcoal reaches 5 million metric tons per year (20 million cubic meters/day) representing annual revenues of US\$ 180 million. This represents 90% of the Brazilian production of charcoal, or 60% of domestic production of pig iron. Charcoal and firewood represent 31% of the total energy supply, as shown in Table 17.

TABLE 17

**MINAS GERAIS - PRIMARY ENERGY SUPPLY
(1981)**

Oil	35%
Hydroelectric power	25%
Charcoal	19%
Firewood	12%
Others	9%
TOTAL	100%

SOURCE: INDI.

4.3.2 Objectives of the Program of Energy Forests

Based on the experience already existing in the utilization of charcoal in iron and steel, the Brazilian Government has tried to encourage the industrial use of biomass (firewood and charcoal) as a substitute for fuel oil. Taking into account the average productivity of well-oriented forestations (around seventy ha/year), and the efficiency of thermal conversion (around 70%), one can deduct that each ha of forest is equivalent to 45×10^6 kcal/ha/year, or around BOE/ha/year.

The goal for 1985 is the substitution for 29% of the fuel oil demand (around 120,000 BOE/day) by firewood and charcoal.

In order to attain this goal, it is imperative to expand the supply of forest raw materials, without threatening the supply of wood for traditional uses.

Thus, the Government has drawn up the "National Program of Energy Forests", which covers both native forests and the expansion of forested areas.

Under this program the necessity of reforestation in 1981 was evaluated at 3,000,000 ha, with an annual increase of 100,000 ha for the next five years, making a total of 2,400,000 ha for the 1981-1986 period.

The cost of this program for the period 1981 - 1998 was estimated at US\$ 2 billion, of which 92% refers to forestation expenses, the remainder being for the construction of charcoal ovens and the exploitation of native forests. These goals forecast, up to the end of 1998, a cumulative production



of 497 million tons of wood, 348 million being sold as such and the remaining utilized in the production of 37 million tons of charcoal.

The strategy for obtaining these goals, according to the Guidelines for the Area of Agri - energy of the Brazilian Ministry of Agriculture, is as follows:

- Implantation of forests adjusted to the demand of fuel oil both regionally and sectorially and taking into account regional peculiarities not only in terms of soil and climate but also regarding agricultural structure;
- Promotion and rationalization of the use of forest refuse resulting from the expansion of the agricultural frontier;
- Selection of industrial consumers, among them iron and steel, ceramics, paper and pulp, foods and beverages, in accordance with present fuel oil demand and possible technological changes;
- Preference for location in Northeastern and Southeastern states (starting in Minas Gerais, Sao Paulo, Bahia and Pernambuco) because of their concentration of the above-mentioned industrial sectors which consume fuel oil.

4.3.3 Technological Development

The technology for the development of that program is already available in both reforestation and the production and use of firewood. Nevertheless, productivity rates are still not adequate, and the energy density of forests is very low.

Reforestation activity in Brazil has developed very fast since 1967, when the Government established a policy of fiscal incentives

for the sector. Thus, from an area of 340,000 ha in 1967, Brazil already had in 1981 around 4.5 million ha of new forests.

The technology for the production of charcoal, developed over almost one century, has also received major improvements in recent years. Thus, the traditional charcoal ovens have been modified to improve efficiency and recover coal tar, producing 330 kg of charcoal and 26 kg of tar per metric ton of dry wood. Besides this, research is being done in order to develop new technologies of pyrolysis and hydrolysis for maximum recovery of by-products.

In order to supply non-traditional equipment consuming wood and charcoal, a large number of potential users, together with equipment suppliers and public offices, have been working on technological research, including:

- Gasification of wood and charcoal;
- Direct combustion of sawdust;
- Production and combustion of charcoal;
- Production of charcoal pellets and briquettes;
- Production and combustion of charcoal/fuel oil mixtures;
- Mixture of charcoal and iron ore for production of iron ore pellets.

All these technologies have already been tested and work commercially in many industries of different sectors, not only for the production of hot air, but also for steam generation.

4.3.4 Commercial Aspects

Being an exclusive activity of the private sector involving large and small producers,

and because there is no governmental control over their prices, firewood and charcoal have no definite pricing policy. Prices vary in accordance with the demand from steel-makers.

Moreover, due to the high costs of transportation from the forests to consumer markets, the selling prices of firewood and charcoal vary greatly from place to place.

Nowadays, selling prices of charcoal in Minas Gerais vary between 9 and 14 dollars per cubic meter (36 to 56 dollars per ton).

For firewood, the selling price of wood with 25% humidity is around US\$ 9 per "stereo" (piled m³) (FOB - shipment point near the forest).

4.4 HYDROELECTRIC POWER

4.4.1 Fundamentals

During the last 25 years, hydroelectric power has been one of the most important sources of energy in Brazil. Figure 1 shows that its participation has changed from 18% in 1971 to 27% in 1981.

Output grew during this period at an average geometric rate of 9.2%, surpassed only by coal and sugar cane.

The production of electric power in the country reached 140,588 GWh in 1981, for a demand of 124,393 GWh. Such production is based mostly on hydroenergy, the portion of thermoelectric generation based on coal and oil being very small.

The demand for electric power is basically industrial, and reached 68,506 GWh in 1981 (55%). Figure 9 shows the evolution of electric power consumption in recent years; the increasing participation of the industrial sector is clear.

4.4.2 Goals for Hydroenergy

In spite of this excellent situation, the Brazilian Energy Model dedicated special attention to electric power as a substitute for other forms of energy, such as:

- 1- In substitution for diesel generation, mostly for auto producers, by electric power from the hydro network;
- 2 - In mass transportation such as trolley buses, subways or suburban railways;
- 3 - In the railways, mainly in the combined long-distance, large-load sections or in sections with high load density;
- 4 - In process heat generation through substitution for fuel oil or diesel by hydroelectric power;
- 5 - In the substitution for power generation based on fuel oil by that based on coal.

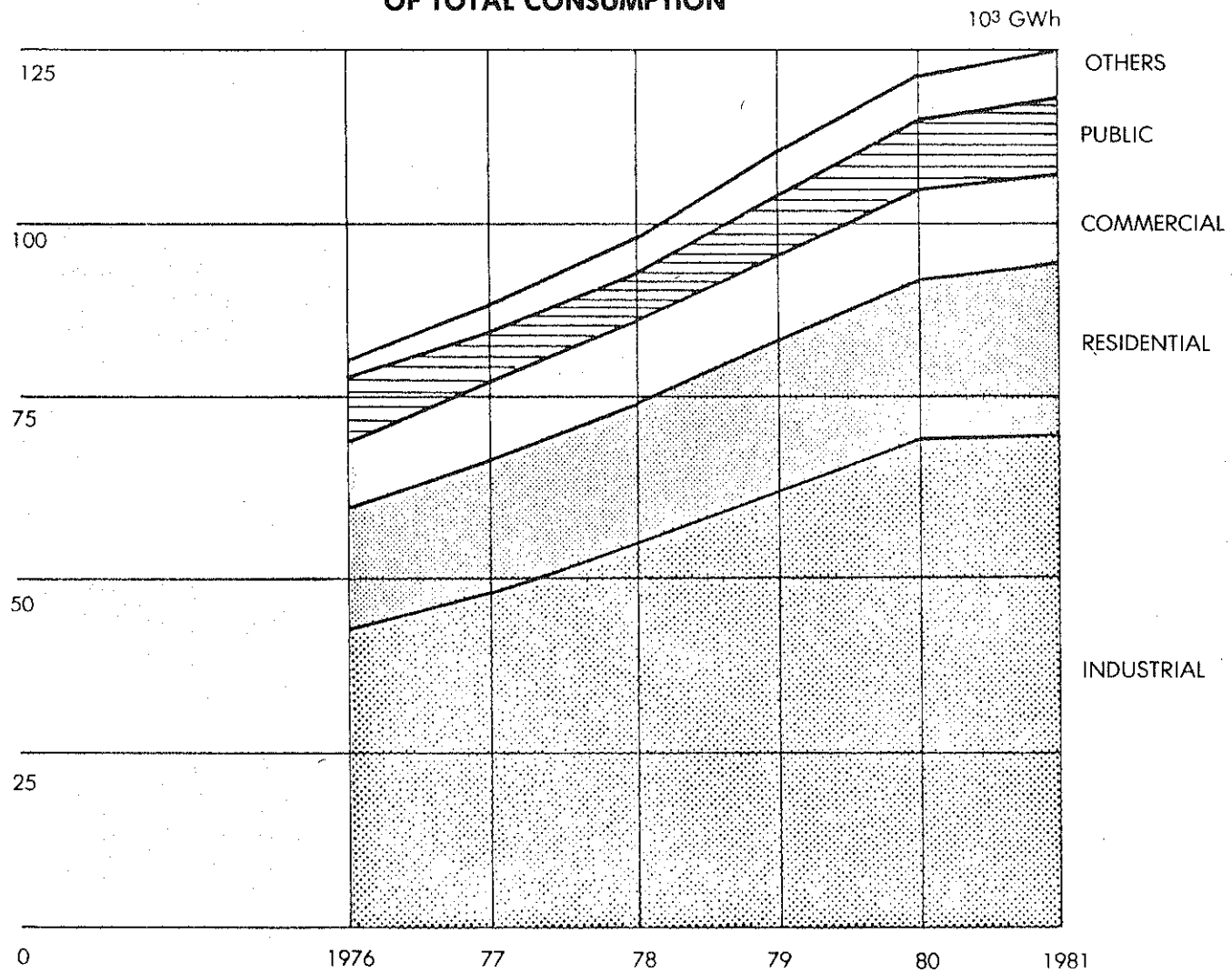
The first three cases refer to substitution for diesel, which will require 3,362 GWh (384 average MW), corresponding to 20,000 BOE/day in 1985.

In the fourth case - heat process - in spite of the fact that electric power in many situations is not competitive with other energy sources, it becomes an attractive option because of its technical, operative, ecological, and safety conditions. The necessity of hydro generation for this case has been estimated at 6,724 (768 average MW), corresponding to 40,000 BOE/day in 1985.

The last case, coal-based thermal generation, will require 6,000,000 metric tons of coal, which corresponds to 36,430 BOE/day already included in the goals for Brazilian coal (110,000 BOE/day) for 1985.



FIGURE 9
BRAZIL
ELECTRICITY - SECTORIAL EVOLUTION
OF TOTAL CONSUMPTION



SOURCE: National Energy Balance 1982, Ministry of Mines and Energy.

Moreover, the Model took into account the necessity of increasing the use of the country's hydroenergy potential, estimated at around 213,000 MW, of which only 11.3% had been explored up to 1979.

To do this, Brazil could apply its vast experience not only in aspects related to planning, design and construction of hydro plants, but also in the supply of mechanical, electrical and electronic equipment for the generation, transmission and distribution of electric power. This experience ranges from small plants to large hydroelectric complexes with over 1,000 MW of installed capacity, from rural distribution lines up to intricate transmission networks operating at over 500 KV.

4.4.3 Strategies

The total development of Brazil's entire hydroelectric potential is a very difficult target, both technically and economically, because of the ever-increasing distances between the undeveloped hydro resources and the main load centers.

For this reason, the strategies for the exploitation of the hydro potential should envisage:

- To give priority to hydroelectric generation whenever there are technical and economic conditions suitable for this renewable, local, clean and non-pulling energy source, which is based on a domestic and self-sufficient technology;
- To balance the advantages of existing knowledge about transmission lines (which allow the transfer of large amounts of energy from the Amazon to the Northeast and Southeast), with the possibilities of making local use of the Amazon's hydro potential, through the installation of

industrial centers (aluminum plants, mining, etc.) in the region;

- To utilize - taking into consideration the economic characteristics and technical evolution of axial-flow turbines (bulbo) - the SHPS sites for local and regional supply, mostly in the Amazon area;
- To consider the use of reversible plants for the supply of peak loads within regional networks, mostly in the Southeast;
- To reactivate, whenever possible, the hydroplants which have been shut down, and try to optimize medium and large ones via the installation of additional generation units or via complementary reservoirs;
- To allow the development of small and medium hydroplants by private (mostly industrial) users, which will have the right to supply nearby towns with the excess energy. Any local utility would have to buy the surplus power;
- To keep active the crews with experience in the design, construction, production and assembly of equipment which will be required for the future construction of small, medium and large hydroplants to be built at an increasing rate in the near future;
- To intensify the inventory of the hydro potential, in order to reduce the time for its completion;
- To secure the goal of 50 million kW of installed capacity by 1985;
- To interconnect the Northeast and Southeast electrical networks through adequate transmission systems, in order to optimize

the use of water reservoirs and make better use of the seasonal variations in rainfall.

4.4.4 Small Hydro Power Stations (SHPS)

The development of SHPS presents a lower cost-benefit ratio than do the big plants, with an average cost of between US\$ 1.3 x 10³ per installed kW.

Nevertheless, they offer many other advantages to be considered in each case, such as:

- They can be built near the market, dispensing with most of the expenditures in heavy transmission lines, substations and telecommunication systems, which should not be overlooked in the final cost of energy;
- They require smaller reservoirs, causing less damage to potential agricultural areas;
- They require shorter periods for site location, design and construction, and allow faster response to power requirements;
- They make use of less sophisticated electrical and mainly mechanical equipment, which can be manufactured at local, less complex factories.

Besides these, they offer, as an additional benefit, the possibility of being built and operated directly by the consumer. For this reason, ELETROBAS - Centrais Eléctricas Brasileiras, the holding company of Brazil's electrical utilities, produced a "Small Hydroelectric Plants Manual" (Manual de Pequenas Centrais Hidroeléctricas) as a technical guide for prospective users. This Manual is a consolidation of existing SHPS

technology, allowing the study, design, construction and operation of these plants based on economical patterns.

A recent inventory, done for the State of Sao Paulo only, identified 80 sites adequate for small-size dams (but over 1 - MW capacity), with a total installed capacity of 442 MW (288 firm MW). Part of these, in a total of 23 sites, can receive small plants with costs under US\$ 1.3 per KW, yielding a 179 - MW installed capacity.

4.4.5 Commercial Aspects related to Electricity

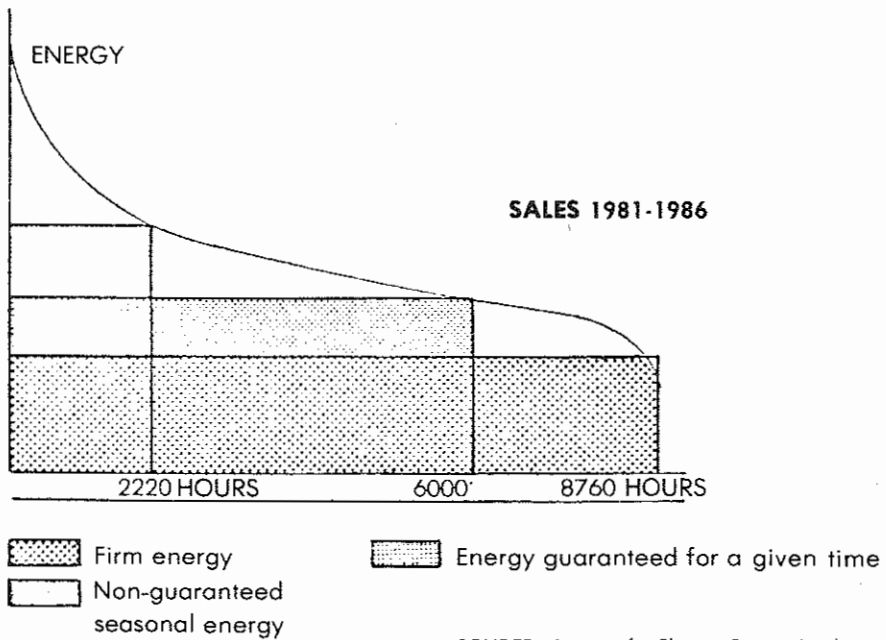
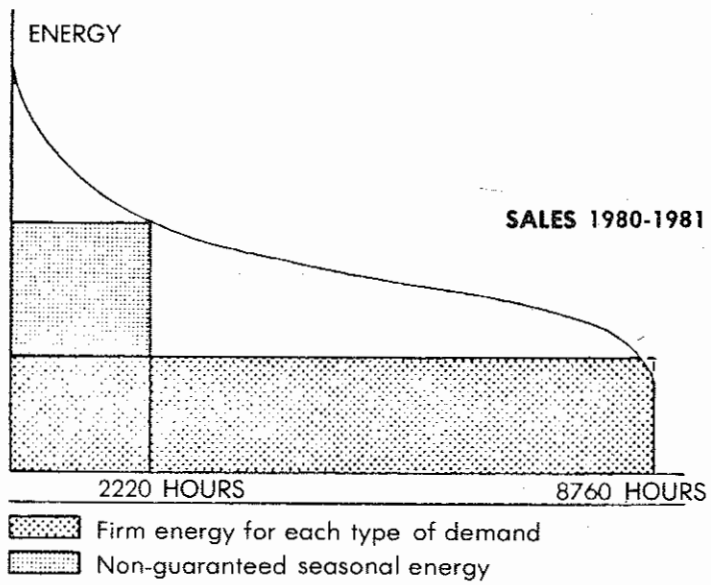
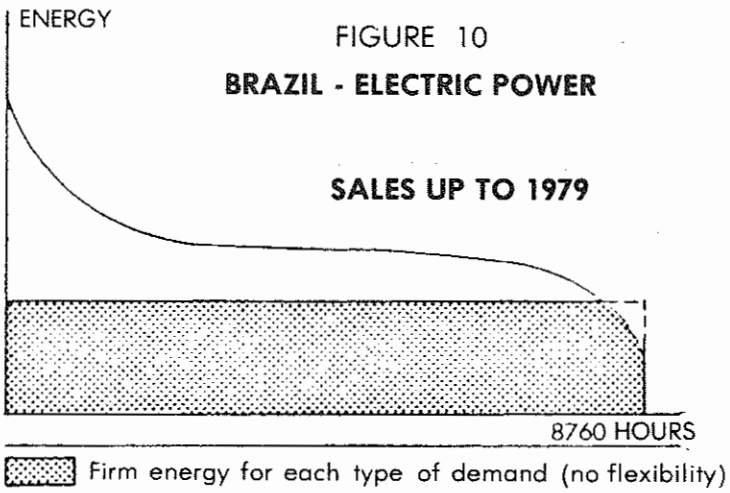
In recent years, to take advantage of the availability of power resulting from a small decrease in industrial demand, the Government decided to encourage even more the substitution of oil products by hydroelectricity.

Tariff incentives were given to a number of industrial consumers such as the irrigation projects (traditional consumers of diesel oil) and to the industries which manufacture goods with high energy content for export. In these cases, the tariff may be reduced to a value as low as 1/6 of their normal value.

Besides that, taking into consideration that almost 100% of Brazil's electricity is generated from hydro sources, the government decided to make greater use of the installed capacity, through reduced tariffs for interruptible supplies.

These supplies are provided on the basis of specific contracts with the local utility and depend on the availability of energy at the interconnected networks, mainly during the dry seasons. Based on this, two special tariffs are in force for the period up to 1986, as shown in Figure 10.

The first one is the Energia Sazonal Nao



SOURCE: Agency for Electric Power Applications (Eletropaulo)

Garantida-ESNG (Non-Guaranteed Seasonal Energy), which can be used for a maximum of 2,220 hours in each hydrological year.

The other is Energia Garantida por Tempo Determinado - EGTD (Garanteed Energy for a Given Period), which can be used for periods up to 3,000 or 6,000 hours, depending on the requirements of the consumer.

These incentives aim at increasing the level of substitution for oil products in the following industrial sectors:

- Fertilizers
- Textiles
- Leather
- Beverages
- Bakery
- Dairy
- Plastics
- Basic iron and steel
- Iron and steel foundry
- Non-ferrous foundry
- Primary production of non-ferrous metals
- Heat treatment
- Surface treatment

The industries making use of these tariffs number over two hundred, representing substitution for around 15,000 barrels of oil equivalent per day, with chances for reaching 35,000 BOE/day at the end of 1983.

4.5 ENERGY TRANSITION

The goals forecast in the Brazilian Energy Model for the oil supply in 1985 (Table 18) will be totally reached.

The action programs described in this study show effective progress and also that this Model has effective possibilities for success, not only in the execution of the proposed goals but mainly in the attainment of these objectives according to the premises of energy self-sufficiency with technological autonomy.

Thus, the Brazilian dependence on foreign oil would be 15% in 1985 (it was 42% in 1979). The domestic energy matrix will be satisfied by national sources.

Even with regard to oil, the forecasts of Minister Cesar Cals for 1983 are the best possible, since in a period of just four years Brazil will have its demand of imported oil reduced 50% over 1979 levels. Table 18 shows these estimates, which are compared with the forecasts of the Brazilian Energy Model for 1985.

5. CONCLUSIONS

It is obvious that the solutions for energy problems are closely tied to economic, social and physiographic conditions, and even the level of political development of each country.

Thus, it is beyond the scope of this paper to point out the kinds of energy sources most coherent with these factors in each Latin American country.

However, the apparent difficulty of finding regional or local solutions for energy dependence problems should not inhibit the efforts our countries must make in this field, or constitute a pretext for delays or limited measures in the indispensable programs for utilization of new and renewable energy sources.

TABLE 18**BRAZIL****OIL AND NATIONAL SUBSTITUTES - CONSUMPTION FORECASTS****(BOE/DAY)**

SOURCE	1985	1983	1983/1985
Imported oil	500.000	570.000	
Oil and national gas	500.000	400.000	0,80
Fuel alcohol	170.000	78.000	0,46
Coal	110.000	33.000	0,30
Hydro energy	60.000	35.000	0,58
Firewood and charcoal	120.000	20.000	0,17
Others	40.000	10.000	0,25
TOTAL	1.500.000	1.146.000	0,76

SOURCE: INDI



The long time-frames needed for the maturation of these programs and the need, already detected by the World Bank, for developing countries to triple their supply of energy sources by the end of the century so as to fulfill their growth forecasts, also point toward the need for joint work towards optimizing the utilization of available human and financial resources.

According to the World Bank, between 1982 - 1990 some US\$ 14 million will be necessary for pre-feasibility studies alone, US\$ 9 million for hydroelectric power. The resources invested in alternative sources (except for hydro power) should reach US\$ 450 million annually.

The changes in the energy situation of Latin American countries have another important implication which we should emphasize in this seminar. The utilization of new and renewable energy sources implies changes in many traditional government habits and even those of people in their daily tasks at home. And it is even more important to change that old colonial habit of consulting exclusively Northern Hemisphere countries when facing economic and technological difficulties.

It is not a case of seeking confrontation with northern countries, but mainly of utilizing technological capabilities which the countries of the Southern Hemisphere have as much of as any others.

The intensive exploitation of new and renewable energy sources presents itself as an excellent opportunity for joint efforts by Latin American countries and between those of the Southern and Northern Hemispheres. All recognize the important contribution which these sources are able to offer towards solving global energy problems, taking into account the need to preserve oil reserves and other non-renewable energy sources.

Our country, through the dynamic administration of Minister Cesar Cals, is at the entire disposal of our friends of Latin America and Europe for closer collaboration and exchange of experience in this field.

NATIONAL USE OF ENERGY IN THE TEXTILES INDUSTRY: THE COLOMBIAN EXPERIENCE

Hugo Serrano Marino
NATIONAL ASSOCIATION OF
INDUSTRIALISTS OF COLOMBIA

SUMMARY

Colombia's energy resources are sufficient and diversified. However, Colombia is facing the problem, difficult to solve in short order, that consumption has concentrated around the scarcest resource. This calls for a great effort not only in terms of substitution but also rational use of energy.

The country's energy future is clearly defined. The recently-completed National Energy Study (ENE) distinctly outlines resource use for the different sectors and for different development scenarios.

The ENE made an in-depth analysis of those industrial sectors that consume a high percentage of the overall industrial energy demand. The textile industry is not among these. However, as further studies took other sectors into account, the textile sector was recently studied. The lack of information on this subject made it necessary to survey a group of companies. The preliminary version of the study indicates that the textile industry's consumption is within American standards and that the possibilities of savings are not very significant. It also provides a series of recommendations.

Companies are conscious of the topic of energy for many reasons, leading them to carry out a series of projects aimed at saving energy, with excellent economic results. The information was difficult to obtain, but a list of accomplishments and a set of projects have been prepared, the implementation of which

will depend on the improvement of the companies' economic situation and the Government's granting economic and financial stimuli for their realization.

It is stimulating to participate in a Seminar of this nature, in which one feels the eagerness of all the industrial sectors to save a resource such as energy, under the circumstances.

In the field of textiles, some experience is available, although not yet very systematized. However, organizing these experiences and presenting future programs can prove very worthwhile in orienting and coordinating the efforts of us all.

This paper was made possible thanks to the valuable collaboration of the engineers of some of the most important textile firms.*

1. Colombia was a petroleum exporter for several decades, but it began to import hydrocarbons at the beginning of the first oil crisis in 1973. It exported a high percentage of its reserves, while prices were low, and became an importer when they had begun to rise. This situation led to serious concern regarding the impact of these imports on the country's balance of foreign trade. Fortunately, the coffee boom, as well as the exportation of

(*) Dario Posada and Carlos Ivan Jaramillo, of Coltejer; Gustavo Lince and Nestor Mejia, of Fabricato; Saul Melo and Hugo Serrano, of Enka; Anibal Arango, of Tejicondor.

some petroleum derivatives and other items, considerably reduced that impact.

Thanks to exploration work, the last few years have seen a reversal in crude oil production trends; and there is now hope that the country will soon become self-sufficient again.

2. Colombia could not be said to be facing an energy resource crisis, because it has appreciable coal reserves; an immense hydroelectric potential, of which only 5 per cent is being exploited; significant gas deposits; and very probably some radioactive minerals. Its geographical position also lends itself to the use of non-conventional energy sources, especially solar energy and biomass.

The critical resource is petroleum, and the search for more proceeds energetically, especially in promising new zones:

The country's energy problem arises, then, from the quite significant fact that the use of energy resources is in inverse relation to their availability. That is, consumption of the scarcest resource, petroleum, is the most common, whereas the most abundant resource satisfies a very minor part of all needs. Thence the importance of savings, rational use and substitution of energy. In some areas the substitution of liquid hydrocarbons by gas and coal is accelerating.

3. Aside from intensified oil exploration activities the country is currently engaged in two large projects, one of which has to do with large-scale coal extraction, especially to satisfy foreign needs, while the other hinges on hydroelectric development, the capacity of which should increase fivefold by the end of this century.
4. Energy policy has concentrated on activating petroleum exploration, on keeping prices in line with the tendencies of the world market, and on substituting coal and natural gas for some of the major consumption of liquid derivatives.

With the assistance of consultants from the Government of Germany, the country undertook the National Energy Study, the objective of which is summarized in the following words of the Minister of Mines and Energy; "...it will provide us with a mechanism through which we will be able to simulate different energy alternatives or scenarios along a time-scale extending to the year 2000. With its help we will be able to analyze the various segments having to do with the field of energy, determine and study the interactions among them all, gather the criteria necessary for decision-making, and suggest guidelines and goals aimed at achieving a rational use of our natural resources and an efficient allocation of our production factors".

5. With regard to industry, the National Energy Study reports the following: (1)

Industry consumes over 30 percent of total energy and the average annual growth rate of consumption was 3.3 per cent between 1970 and 1979. However, in the case of petroleum, this rate was negative (-2.7%), in contrast with that of electricity, which was over 8 per cent per year. During the rest of this century, the share of industry is expected to increase.

The breakdown of energy demand in the industrial sector is forecasted as follows for the year 1990:

Electricity	18%
Coal	48%
ACPM	12%
Kerosene	2%
Fuel oil	9%
Natural gas	11%

The products whose consumption growth rate will increase are: electricity (8.5%), coal (6.3%), ACPM (5.2%), and natural gas (5.5%). The decrease is notable in kerosene (-0.8%) and fuel

(1) NATIONAL ENERGY STUDY, pp. 110, 113, 224, 226.

oil (-0.2%). These growth rates will vary according to the context in which the economy and industry develop.

It is to be hoped that the process of substituting coal and electricity for petroleum derivatives will continue.

"There is little to be said regarding energy conservation, as there is no adequate information on energy use and the efficiency of each product in each use. In aggregate calorific terms, without taking these efficiencies into consideration, energy demand grows at a yearly rate of 5.4 per cent, which is lower than the growth rate of industrial production, a fact which is reflected both in the conservation motivated by products' rising prices and in the change in the composition of the demand. For example, electricity, which is the most efficient product in most final uses, will increase its share in total energy from 13 per cent in 1980 to 18 per cent in 1990, and to 20 per cent in the year 2000. Coal will go from 42 per cent in 1980 to 48 per cent in 1990, and to 49 per cent by 2000, and the rest of the energy will be supplied by petroleum derivatives and natural gas". (2)

This breakdown may vary according to pricing policies, especially those for petroleum derivatives. This policy is almost the only chance for conserving and substituting energy through general measures for industry. Speaking in terms of sectors, five account for 80 per cent of industrial energy consumption; these were studied by the ENE (petrochemicals, cement, foods and beverages, iron and steel, paper and pulp) and specific possibilities have been found, which should be stimulated through development credit. (3)

6. The industrial sector is increasingly aware of the energy problem, not only as one notably affecting global economy, but very particularly one of special

(2) ENE, pp. 231.

(3) ENE, pp. 656.

relevance to the firms themselves. Two forums that have been conducted regarding rational energy use in industry have contributed to this awareness, as well as the literature that production guilds have distributed on this topic*; the plans that each company has developed and that other firms have attempted to imitate; and the action of university centers acting both in the academic field (energy planning) and in business practice (energy balances and energy savings).

7. The foregoing context will enable us to comprehend the Colombian textile experience.

- 7.1 The textile sector has been one of the most heavily affected by the present economic crisis. In 1980 there were 500 establishments, which employed 72,000 people. Their output accounted for 10.2 per cent of the gross national industrial production; its share in the aggregate industrial worth was 11.3 per cent, and the sector's electric power consumption represented 13.4 per cent of the total consumption of all industry.

Chart N° 1 summarizes the comparative situation between the years 1974 and 1980 in the different sub-sectors. The figures for the present crisis are not yet known.

- 7.2 The National Energy Study has carried out several studies on specific sectors, including the textile sector, with the principal preliminary findings summarized below. This information is based on a survey of 16 representative companies from this sector (4).

Average energy consumption was 4.7 MWh/ton (electrical) and 1.49 TOE/ton (thermal).

* "Manual for Electricity Savings in Industry" (ISA-ANDI) and "Energy Management in Industry" (Ministry of Energy of Spain).

(4) Kirchenheim, Gerhard von; "Energy Consumption in Colombian Textile Industry". National Energy Study, Bogota, D.E., November, 1982 (mimeographed).

However, as Chart N° 2 shows, the results vary greatly among groups of firms:

Three groups of firms can be seen: those of group 1, whose average indexes are similar to those of the firms that make up group 3, whereas the firms of group 2 cannot be compared at all, revealing poor conditions in their installations, or inefficiency in their use of disperse resources.

The portion of electricity in the sector's energy consumption is similar to that of other countries (25%). Coal and fuel oil have a very high participation, because the two largest firms generate their own electricity using coal, which is an abundant resource of that region.

- 7.3 In order to be able to evaluate the average consumption of the Colombian textile industry, the ENE used the American standards. According to these, average consumption should be 26.6 kWh/Kg, of which 21.5 per cent is electricity and 78.5 per cent is thermal energy. Consequently, Colombian industry is within the standards proposed for the United States in the energy efficiency improvement program.

The energy consumption of the firms studied appears in Charts Nos. 3 and 4.

- 7.4 The ENE has established that the energy conservation potential of the textile industry is very slight, since the temperature levels used in its processes are low. This potential totals 3.7 per cent of the total energy consumption. Of this sum, 29 per cent is related to recovery of residual energy, 38 per cent to equipment maintenance and replacement, 18 per cent to monitoring of auxiliary equipment, and 15 per cent to programming of operations.

Applying different growth rates to the per capita consumption of textile products and including energy conservation rates, the following evolution is expected for energy consumption factors in the coming years:

	TOE/ton	MWh/ton
1980	1.49	4.74
1985	1.47	4.67
1990	1.46	4.62
1995	1.45	4.58
2000	1.44	4.56

The potential savings calculated by the ENE is 8,140 TOE, for a textile production of 100,000 tons/year. This savings can be broken down as follows:

- 2,280 TOE from equipment replacement and modification
- 1,150 TOE from savings through administrative measures
- 1,140 TOE from savings in the boilers and auxiliary equipment
- 1,060 TOE from savings through heat recovered from the condensers
- 980 TOE from savings through heat recovered from steam
- 970 TOE from savings through optimization processes.

8. Taking the foregoing into account, a careful search was made of the experiences that the principal firms could offer in this field. After analyzing the data and examples presented, it seemed advisable to divide the information into two parts:

- a) Projects already carried out.
- b) Future projects.

- 8.1 PROJECTS ALREADY CARRIED OUT: These are not far-reaching projects, nor do they involve spectacular changes. So far small efforts have been made, with very good results.

Since they all involve simple things, it would not seem necessary to go into detail; only the investment costs and the annual savings are specified. This type of program has been developed in almost all the larger plants.

A STEAM

1) She-athing steam piping (T)

Investment cost	US\$ 304,570
Yearly savings	326,892
Recovery time	11 months

2) Water and steam loss in cord bleaching * (T)

Investment cost	US\$ 950,356
Yearly savings	2,723,682
Recovery time	4.18 months

3) Water and heat recovery in a soda recovery machine (F)

Investment cost	US\$ 548,000
Yearly savings	1,200,000
Recovery time	5.8 months

4) Hot water recovery (F)

a) Thread dyeing plant:

Investment	US\$ 160,000
Yearly savings	732,000
Recovery time	2.6 months

b) Cooling of compressors:

Investment	US\$ 160,000
Yearly savings	800,000
Recovery time	2.4 months

* It was found that during 32 per cent of the working time of the bleaching-washing machines, they were not being used and they had the valves controlling water and steam flows open, because they were manually controlled. The process should be automated.

5) Change of steam turbines (F)

Investment	US\$ 2,400,000
Yearly savings	6,000,00
Recovery time	4.8 MONTHS

6) Installation of automatic valves (2 stages) (F)

Investment	US\$ 1,850,000
Yearly savings	2,800,000
Recovery time	7.9 months

7) Modification of the steam-reducing station (F)

Investment	US\$ 30,000
Yearly savings	2,000,000
Recovery Time	0.18 months

8) Heat recovery in the bleaching zone (C)

Among the projects carried out in one of the textile companies, worth mentioning from the standpoint of energy savings in finishing plants, is the installation of heat recovery equipment for the bleaching zone.

The hot effluents are received at a rate of 1000 GPM, making them pass through a "Ludell" heat exchanger that transfers heat to clean water used in some of the machines involved in in this same process. The savings in steam while using this equipment is some 8,000 pounds of steam per hour, produced using coal in the steam plant.

In the initial study that led to the realization of this project, it was decided to use the drainage from the machines that would produce the greatest heat, and that would be best located for an economical installation. Thus the following units were chosen:

Chamber N° 1 washer	- 170 GPM
Chamber N° 2 washer	- 130 GPM
Chamber N° 3 washer	- 380 GPM
Mercerizing washer	- 80 GPM
Seven J's washer	- 490 GPM

With a utilization factor close to 80 per cent, the continuous effluent of used water averaged out as 1000 GPM, with a temperature of 150° F.

It is thereby possible to transfer 9,000,000 Btu/hr. to some 360 GPM of clean water for consumption in the same bleaching machines. This means that to provide steam with a total heat of 1170 Btu/lb. and to pass water with 50 Btu/lb., approximately 8000 lbs/hr. would be required, which is the amount of the savings.

The cold clean water is generally at 82° F, and is heated to 132° F. Most water drain off has as average temperature of 150° F and leaves the exchanger at approximately 132° F.

Carrying over this same project to present conditions, the investment would be some US\$ 100,000 (10,000,000 Colombian pesos). The savings in Colombian pesos per 8,000 lb/hr. would total 1760 pesos per hour of operation of this equipment. With a current estimated operation of 3800 hour per year, the total savings would be 6,688,000 pesos.

B) ELECTRICITY: In this field the following statistics stand out:

1) Rationing of lighting on holidays and normal days (F)

Investment	US\$ 180,000
Yearly savings	6,500,000
Recovery time	0.33 months

2) Lowering lighting levels in offices and service zones (F)

Investment	US\$ 120,000
Yearly savings	1,000,000
Recovery time	1.4 months

3) Modification of lighting in the tire lashing and weaving area (E)

The project consisted in reducing the height of the lamps and changing them from 4 fluorescent tubes to 2, thus increasing the illumination factor from 70 to 90 per cent and facilitating lighting repairs and maintenance operations.

Investments	US\$ 806,000
Yearly savings	532,075
Recovery time	18.2 months

The manpower required for maintenance was also reduced, as was the changing of replacement parts, through the elimination of a significant number of fluorescent tubes, ballasts, and bases.

C) AIR:

Just **changing the valves** in the cleaning zones to 1/4" allowed one compressor to be turned off. (F)

Investment	US\$ 100,000
Yearly savings	2,000,000
Recovery time	0.6 months

D) FUEL:

1) By **centralizing steam services** and installing an additional network, it was possible to eliminate boilers that consumed 380,000 gallons of fuel oil. (F)

Investment	US\$ 5,000,000
Yearly savings	9,900,000
Recovery	6.1 months

As a final note regarding the projects that companies have already carried out, the following summary of all such projects to date may prove worthwhile: (F)

Grand total of investments	US\$ 12,815,000
Grand total of savings	45,352,000
Recovery time	3.4 months



8.2 FUTURE PROJECTS:

Business is fully aware that energy savings hold vast possibilities for future action and also that the really important projects have yet to be carried out. It would therefore seem useful to outline some of the main projects that are being considered, the implementation of which will depend on companies' economic situation and the support lent by the Government to this type of program.

a) **Hot air recovery in output ventilators** of finishing plant machinery (F):

Investment	US\$ 16,500,000
Yearly savings	10,300,000
Recovery time	12.3 months

b) **Heat recovery in Baghouse stack (F)**

c) Replacement of a 1 - stage **soda recuperator** by a 3 - stage one (C)

Investment	US\$ 9,000,000
Yearly savings	7,800,000
Recovery time	12.3 months

d) **Substitution of boilers,** to substitute coal for liquid fuel (C)

Investments	US\$ 60,000,000
Yearly savings	50,000,000
Recovery time	14.4 months

e) **Reduction in coal consumption,** improving the efficiency of the thermoelectric plant, by means of the application of electronic instruments to control the airflow, the coal input, the fuel-oil flow, the total calories, the dome level, the water flow, the furnace pressure, and the distribution of the load and fuels. With this system, coal consumption can be reduced by 5 per cent without varying the steam and electricity outputs. (C)

Investment	US\$ 32,000,000
Yearly savings	13,600,000
Recovery time	28 months

f) The new plants are being outfitted with **HID (Halide metal) lighting systems.** This change is based on the fact that fluorescent lamps cost 39.8 per cent more during the first year of operation.

For an open-end spinning room with a 60 fc level, an area of 5000 square meters and height of 4.5 meters, this change should yield the following results (C):

Flourescents Lamps (2 X 40w)	US\$ 10,688,230
Halide Metal - Direct 400w	7,642,124

g) Another field of action in the area of electricity is the **substitution of conventional motors** by high-efficiency engines. The largest investment that this would imply, in the case of changing a 20 HP-480V motor, would be recovered in approximately 8.5 months. (C)

h) These companies have, among others, studies completed or underway regarding:

— **Heat recovery from effluent waters** in various processes (C)

— **Application of temperature regulators** in various finishing processes (C)

CONCLUSIONS

- The Colombian textiles industry is operating within the energy consumption standards.
- Some projects have been under development that will allow energy resource savings and easy recovery of investments.
- Studies are ready to undertake more grassroots actions in energy savings and conservation. Their completion will depend on the availability of companies' economic resources and the stimuli granted by the Government to this end.

Table 1

DISTRIBUTION PRODUCT-QUANTITIES & PERCENTAGE OF ENERGY CONSUMPTION BY THE STATISTICALLY
REGISTERED SUBSECTORS OF THE TEXTILE INDUSTRY
(GROUP 321)

	Enterprises	1974 Production t/a	Weight % of all textiles	% of Textiles Energy Consumption	Enterprises	1980 Production t/a	Weight % of all textiles	% of Textiles Energy Consumption
321-1 Yarn & Woven Finished Fabrics	99	46,897	36.3	29.8	133	88,639	61	57.8
321-2 Manufactured Textile articles (except clothing)	29	590	0.45	0.3	45	948	0.65	0.5
321-3 Production of Knitwear	143	1,306	8	4.6	172	19,196	13.2	8.8
321-4 Carpets & Tapistry Production	29	403	0.3	0.3	29	556	0.3	0.4
721-5 Cordage Production	9	980	0.76	0.3	5	1,277	0.88	0.4
721-6 Production of cotton & cotton mixed textiles	33	57,246	44	53.7	36	21,790	15	21
321-7 Production of wool & woollen mixed textiles	38	3,033	2.3	3.3	18	2,500	1.7	2.8
321-8 Production of fabrics by synthetic, artificial & mixed textiles	44	9,260	7.1	7.4	47	9,284	6.3	7.5
321-9 Production of other textiles N.E.S.	8	407	0.3	0.3	15	908	0.79	0.7
321-1 TOTAL	432	129,122	100	100	500	145,062	100	100

Enterprises	Input To/Year	% of Colombia Textiles In - dustry		Energy Consumption		Specific Energy Consumption		
		Statistic evaluation	Assumed projection	Electric Consumpt. Mwh/year	Thermic energy Tcal	Mwh/to (electric)	TEP/to (thermic)	
Main types of common textiles	A/B/C/D/E/F	46160	51	32	175835	500.36	3.8	1.34
High quality Fabrics	H J	15492 7488	17.1 8.3	11 5	118278 32060	472 96.2	7.6 4.3	3.0 1.28
All types of Light textiles	G/K/L/M/N/P/Q	8647	9.6	6	42853	91.44	4.6	1.05
TOTAL AVERAGE		77787	86.0	54	369030	1160	4.7	1.49

SOURCE: National Energy Study: Energy Consumption

TABLE 3
EVALUATED ENERGY CONSUMPTION OF TYPICAL SUBSECTORS IN THE TEXTILE INDUSTRY

Code	Input/Output To/Year	Consumed Elec- tricity Mwh / Year	Consumed Thermal Energy Tcal/Year	Specific Energy Consumption		% of Total Textiles Production		Fuel Consumption			
				MWH/To	TEP/To	Evaluated	Assumed	Coal t/a	LPG t/a	Fuel Oil t/a	
Integrated Textile Company	A/B/C D/E/F	46,260	175,835	500,36	3.8	1.34	51	32	18980	56,5	37,638
Large Produ- cers of Fabry.	H/3	22,980	150,342	568,2	6.5	2.4	25,4	16	87280	242	3,480
Medium Sized Producers of High Quality Fabrics	K/L	2,115	15,948	23,4*	7.5	1.1	2.7	1.4	1800	94,4	2,320
Yarns Produ- cer (Spinning)	G	984	4,380	-	4.4	-	-	-	-	-	-
Knit - wear Producer	P/Q	2,788	11,605	24,9	4.1	1,12	3,6	1,9	-	-	2,534
All textile Operations (except Knitting)	M/N	2,760	10,920	43,14	3,9	1,56	3,5	1,9	-	90,8	4,252
Finishing (dyeing, Washing thermofixing)	E/R	5,156**	5,759**	55,55**	1,11	1,00	-	-	-	-	-
TOTAL		77,787**	369,030	1160	4,74	1,49	86,2***	53,2****	108060	483,7	50,224

L "Without finishing"

** Without input of finishers and their energy consumption, which is included in the energy consumption of the forementioned enterprises

*** Based on Dane data annual production by weight

**** Based on Dane data annual consumption of electricity

SOURCE: National Energy Study

TABLE 4
EVALUATED TOTAL ENERGY CONSUMPTION (KWH/KG) IN THE COLOMBIAN TEXTILE MILL-INDUSTRY *

Code		KWH/Kg	Code		KWH/Kg
A	Mixed Cotton-Synthetics Spinning, Weaving	12.5	J	Mixed Cotton, Spinning Weaving Finishing	19.2
B	Knitting Finishing	24.7	K	Spinning, Weaving, Dyeing, Finishing	26.9
C	"Open-end Spinning"	7.4	L	Wool-Washing, Woolen & Mixed Woolen Fabrics	11.2
D	Cord & Velvet Spinning	23.3	M	Weaving, Knitting Dyeing, Printing, Treating	27.7
E	Textiles Finishing	22.3	N	Spinning, Weaving, Knitting, Dyeing Printing, Rubberizing	14.7
F	Carpets & Rugs	22.2	P	Texturizing, Raschel- Jacquard-Circular Knitting	14.0
G	Spinning Texturizing	4.4	Q	Texturizing Circular & Warp-Knitting	15.4
H	Spinning Weaving Felting, Dyeing Finishing	42.5	R	Textile Finishing, Dyeing, Washing Thermofixing	10.7

* Conversion rate : 860 Kcal = 3,412 Btu = 1 KWH.

THE LEGAL FRAMEWORK FOR UNITIZATION OF PETROLEUM DEPOSITS AT THE NATIONAL AND INTERNATIONAL LEVELS

Luis Enrique Duque Corredor

LEGAL CONSULTANT, INTEVEP/CENTER OF RESEARCH AND DEVELOPMENT/AFFILIATE OF VENEZUELAN STATE OIL COMPANY (PDVSA)

GENERAL CONSIDERATIONS

Traditionally, mines are measured on the surface, in their horizontal dimension, by fixed points and straight lines describing geometrical figures, and at depth by undefined vertical planes.

This practice gives rise to what has been called the "physical-geometric concept of mines", according to which a mine takes the shape of an inverted pyramid with its tip reaching a zero-point at the center of the earth; however, as the mine could never be worked so deep, it becomes a "truncated inverted pyramid" within which the mining rights are granted and exercised. Clearly, this is perfectly feasible in metal-bearing mines, which are solid and well-defined, especially in the case of a vein or mantle mines.

The situation is different with petroleum deposits, which, being liquid or gaseous, can migrate within the petroleum-bearing strata. Although the sands through whose interstices the petroleum moves could be demarcated, the petroleum could not be extracted from such a "pyramid". Whereas such minerals as iron ore and others metals would not shift around within that geometric figure, petroleum does move, due to the pressure to which it is subjected, and any given pyramid could be infiltrated by petroleum from other pyramids or could lose petroleum to neighboring pyramids.

As a result, when it appears that various exploitation tracts cover one single deposit, the producers

attempt to avoid that any one of them would "drain" the petroleum from the area granted to others by resorting to the "unitization of the shared deposit", in order to treat it as the natural unit that it is, and thereby regulate its production in such a way as to equitably distribute the petroleum produced among those who have a right to exploit it.

We should clarify that we are not referring to intentional "drainage" resulting from any sort of "directional drilling", but rather to the migration of fluids from one part of the reservoir to another, in order to recover energy equilibrium after the disruption caused by the extraction of fluid from some part of the deposit.

This explanation gives an inkling of the magnitude of the legal problems involved in expressing the dictates of industrial technique in contractual terms, all the more because such exploitation entails not only aspects related to exercise of rights but also to conservation and rational use of natural resources. These principles undoubtedly acquire even greater transcendancy in the event of their application to situations growing out of the exploitation of petroleum deposits near national boundaries, which could bring up the question of sovereignty.

Thus, the aim of this paper is none other than to attempt to present, in simple form, the ramifications of "unitization", through a review of commonly-used contractual terms and always bearing in mind that, as most Latin American countries share the fundamental

concept that holds underground petroleum to be the property of the State, we shall distinguish, whenever necessary, the various hypotheses that may arise when one of the parties to an exploitation contract is the State itself, acting directly or through a government-owned company, as opposed to an agreement among parties exercising the rights that have been granted them.

CONSERVATION OF PETROLEUM

Conservation of oil and gas, understood as the efforts made toward the best use of deposits discovered and under exploitation, has been an obligatory subject of study and controversy in the petroleum industry, and with time has come to be generally accepted, on the basis of practical methods that demonstrate the soundness of the technical and economic principles that support it. Consequently, most oil companies throughout the world have oriented their efforts toward obtaining the greatest possible yield from petroleum deposits by extracting crude oil in an orderly fashion, to allow the deposit as a "natural unit" to be handled within one same exploitation activity and thereby preventing overproduction and waste motivated by unfair competition, which, in light of petroleum's migratory nature, can lead to a premature depletion of the reservoir.

The idea of conservation dates back to 1924, when on August 11th of that year, Henry L. Doherty, known as the "father of conservation" in the United States of America, and director of the American Petroleum Institute (API), sent President Coolidge a report on the subject, expressing his alarm at the speed with which a country's reserves could dwindle, and pointing to the cause: U.S. laws allowed each landowner or tenant on whose land deposits were discovered to feel free to extract all the petroleum he could, creating an unbridled race to bring the oil to the surface before someone else could beat him to it. Doherty called for the abolition of the systems of ownership under which petroleum belonged to anyone who could extract it, and for the establishment of a system that would provide for regulating the production from petroleum deposits.

The idea of unitization, while publicly suggested to the U.S. government in 1924 by Henry L. Doherty, as stated above, was not a completely new idea, because it had been considered before that time. For example, in 1916 William McMurray and James Lewis recommended obligatory unitization as a way to prevent the waste resulting from the disorderly drilling and production of petroleum deposits.

In 1918, Chester Gilbert and Joseph Pogue advocated the "unitization of oil-bearing lands", at least so that one single exploitation plan would correspond to each geological unit and thereby aid in preventing over-production and waste.

All of these proposals were a reaction against the so-called "Capture Law", which encouraged the unmeted production of deposits, for the purpose of extracting the petroleum before others could appropriate it.

In fact, by virtue of said law, the title-holder of a given area also owned the oil and gas extracted from wells within that area even though it could be proven that part of the oil and gas produced had originated in neighboring holdings.

This law stemmed from an 1889 ruling by the Supreme Court of the State of Pennsylvania, in "Westmoreland & Cambria Natural Gas Co. vs. Wilt". Where the verdict established that "Petroleum, like wild animals and unlike other minerals, tends to, and is able to, escape, against the owner's wishes, from his property, but still belongs to him while remaining in the area under his control; however, when it moves onto other pieces of land or falls under the control of another party, the title of the previous owner ceases. Therefore, the ownership of the land does not necessarily imply the ownership of the petroleum. If by drilling on one's property, one reaches the shared deposit in such a way that petroleum from the neighboring tract is produced from one's own wells, the oil and gas becomes the property of the party that produced them".

Thus the capture law consecrated non-liability for oil and gas movement across property lines, allowing any producer to drill various wells on his tract as he saw fit, regardless of whether he drained his neighbors' deposits, or even increased his production by compression or vacuum pumping which might cause drainage from adjacent property.

The effects of the application of that law were so unfortunate that they encouraged unfair competition for the extraction of the greatest quantity of petroleum, which translated into the waste and depletion of reservoirs, without any possible further extraction by secondary-recovery methods. The application of this law reached such extremes that when an operator complained of the encroachment on his rights, he was told in reply to "Go and do likewise".

Controversy regarding unitization prevailed until 1943, when most oil-producing States passed conservation laws and began programs of regulation and restriction. This policy was ratified by the courts, and State regulating offices were empowered to set the authorized production and fix the production quota assigned to each producer.

With regard to federal legislation, before 1930 there had been no provision for unitization of public lands. In that year the U.S. Congress passed an emergency act which allowed the unitization of a single field, but which lasted for a mere six months. A new law was issued in 1931, accepting unitization of federal lands; it suffered two subsequent amendments and provided the basis for the present-day law.

Therefore, there are currently two approaches to the adoption of unitization:

- a) Voluntarily, with no great difficulties, by virtue of the Romanist concept of ownership of the soil.
- b) Compulsorily, pursuant to the mandates of the State agencies empowered to demand unitization in order to apply conservation standards and protect the respective rights of the producers.

THE TERM AND THE CONCEPT

"Unitization" comes from the noun "unity"; it means precisely the action or effect of unifying and implies the idea of making a single whole of many things by uniting, mixing, or homogenizing them.

It is difficult to pinpoint a uniform criterion regarding the definition of unitization. This difficulty derives not only from the various practical approaches to its application -which lead each author to define it by stressing the characteristics pertaining to his particular angle and interests- but also from the system of petroleum ownership, which obliges each author to study it within the pertinent legal context. In this regard, it may be recalled that subsoil can belong to the owner of the soil or surface according to the accession system; to the first discoverer or occupant under the "res nullis" system; or to the State, under the system of royalties or obligatory granting of concessions, or proprietary or optional granting of concessions.

Therefore, the definitions given below -while they are classical definitions and generally accepted- are nevertheless those of U.S. authors and logically reflect the system of property ownership characterizing that country. Thus, the Mid-Continent Oil and Gas Association defines unitization as: "The practice of consolidating individual rights of ownership and control existing over an oil or gas deposit, by dividing the area into units inseparable from the whole, the owners of which are obliged by the corresponding stipulations to develop and operate through an Agent, Proxy, or Committee that represents all the owners of the single indivisible interest thus created".

Darwin Kirk considers that "unitization contracts are aimed at carrying out the development and operation of the numerous separate properties or concessions covering the reservoir in question". As a characteristic of this definition, we may underline the idea of the treatment of the deposit as an indivisible unit, which is the basis for all unitization, and the exercise of property rights under one single operator.

David Searls feels that it is not always necessary to transfer property rights to the entity formed by the

co-owners, but rather that each can keep his respective title, while the parties agree upon a common plan for the development of the deposit. He defines unitization as: "The joint or cooperative development of a deposit, or of a large part thereof, as a unit, achieved by assigning inseparable units of the area covering the deposit or by accepting a given percentage of its total production".

All the above definitions have in common the fact that they attribute ownership of the deposit to private parties, which is explicable since they are based on U.S. laws, which in turn are based on the Roman-Law concept of ownership of the subsoil.

Therefore, we believe that since most of our Latin American countries share the Napoleonic concept attributing subsoil ownership to the State, all definitions should include the fundamental premise that the government is the owner of the deposit.

In this sense, Gonzalez Berti defines unitization as "the development and operation of a deposit underlying concessions belonging to various titleholders, in order to exploit it as if it were an integral unit, with a view to maximum recovery and utilization of the petroleum it contains through the economical application of efficient technical methods".

Acosta Hermoso defines it as "The method or procedure by means of which a deposit shared by various licensees would be exploited by treating it as natural unit, making an abstraction of the boundaries of the concessions of the surface, and taking into account, in plans for the development and production of the deposit, the technical-economic circumstances that will procure the greatest total benefit for the collectivity".

These last definitions, by Venezuelan authors, logically present, as already discussed, the common feature of attributing ownership of the deposit to the State, and also share the conservationist idea of treating the deposit as a natural or integral unit. Gonzalez Berti stresses that the concession never leaves the hands of the licensees, each of whom maintains his res-

pensibility to the State. Acosta Hermoso agrees considering that there is no obligation to transfer exploitation rights, although they should be conditioned to benefit the common good.

In this context we understand unitization as the practice necessary for the exploitation of a shared deposit, as one sole unit, preserving the exploitation rights of those who enjoy such rights, but who must answer to the government, which owns the deposit, for its equitable and rational unitization and conservation, by determining the volume of petroleum extracted before unitization and the proportion of the production of the deposit that rightly belongs to each of the participants.

We feel that the above ideas summarize the fundamental postulates and objectives of unitization, which we shall limit ourselves to simply listing as follows: Necessary practice (obligation); treatment of the deposit as a natural unit (a conservation measure); exercise of the rights of exploitation and boundaries (the situation of producers in relation to the State-Proprietor); determination of production (prior to unitization effective date); and determination of equities, shares or tract participation (the objective,

CHARACTERISTICS AND DIFFERENCES FROM OTHER MODALITIES APPLICABLE TO THE PETROLEUM INDUSTRY. JOINT OPERATIONS

The fact that unitization may assume various forms has been pointed to as one of its characteristics, not only due to its adaptability to technical-economic factors, but also because of the variations that it offers since its terms and conditions are stipulated by the parties thereto, with the exception of the guiding principle of the ownership of the deposit and the reservation of such property rights irrespective of exploitation rights. This situation leads one to conclude that "there are as many different modalities as there are contracts that have been signed"

This characteristic, while it is the result of the implementation of the principle of unitization, may lead, we feel, to its confusion with other forms of contracting that are applicable to the petroleum industry.

Unitization is particularized and distinguished by several determining characteristics:

- a) It is only applicable to the petroleum exploitation phase. Logically, as its principal aim is that of solving the problem of drainage, it cannot take place except during the phase of petroleum activity in which that phenomenon occurs.
- b) As a consequence of the above, it is applicable only in the event of the exploitation of a shared deposit, over which two or more licensees have exploitation rights.
- c) It quantifies the exploitation rights that pertain to each of the participants. In this sense, it allows their respective exploitation rights to be measured or determined as percentage figures.
- d) It regulates the production of the shared deposit, in order to equitably distribute the petroleum among those who have a right to utilize it.

Despite these particular determining characteristics, in practice unitization is often confused with other petroleum industry modalities. The terms "unitization" and "joint operations" are frequently bandied about interchangeably. We feel that the reason for this confusion lies in the fact that these two approaches are both motivated by the same technical and economic factors; nevertheless, although they grow out of identical factors, they may be differentiated by purpose: on the basis of technical factors and as a conservation measure, unitization is geared to the more far-reaching aim of acting in the public interest, whereas joint operations involve only economic factors, i.e., the common benefit of various licensees.

Having stated this fundamental criterion to distinguish between "unitization" and "joint operations", for the sake of illustration, we will proceed to briefly outline some common types of joint operations that in practice are often confused with unitization.

POOLING

The term "pooling" is employed indiscriminately

either with, or in place of, the word "unitization", but it should actually be applied to the union of small holdings in such a way that the whole constitutes a large enough area to allow for drilling under the applicable standards for spacing between wells. Its aim, then, is to avoid drilling unnecessary and anti-economical wells that would entail physical and financial waste.

This clearly establishes the distinctive nature of "pooling": its field of application is limited to the earth's surface, in order to permit the application of "spacing between wells".

This objective makes such a procedure widespread in the U.S.A. due to the system of ownership of the subsoil, which favors the existence of owners of small holdings, who although they have the right to exploit underlying deposits, could not do so individually.

JOINT OPERATING AGREEMENTS AND JOINT EXPLORATION AGREEMENTS

The former are those contracts by which owners of adjacent tracts agree to allow a single administration to manage their rights, although these united properties may cover different deposits. The participants share the operating costs of the process of developing the field, but always reserve the ownership of the ore or petroleum corresponding to each.

For some, unitization is a joint operating agreement, and it is similar in many respects; but the fact that the latter does not necessarily refer to the exploitation of a shared deposit is sufficient to differentiate between the two types of agreement.

Joint exploration agreements constitute a typical joint operation which can certainly never be confused with unitization. The fact that they refer to the exploration of neighboring surfaces must necessarily determine its field of application and its economic aim, which are clearly distinguishable from that of unitization.

BASIC FEATURES OF UNITIZATION

Due to the very nature of petroleum deposits, the greatest possible recovery of oil or gas is not necessarily obtainable through individual wells operating independently on each separate tract. It is often necessary to allow the oil or gas to migrate in the direction, and to the degree, determined by the structure of the reservoir itself. This implies that in many deposits conservation methods may make it necessary to deliberately force the oil or gas to migrate from one piece of property to another, requiring the holders of exploitation rights to agree upon the exploitation of the shared deposit in order to obtain the maximum final recovery, deciding the way that the extracted volumes will be divided on the basis of satisfactory, equitable criteria and thereby creating the groundwork for unitization.

Thus we may conclude that for any attempts at unitization, a series of general factors regarding the deposit itself must be considered to see whether it lends itself to unitization.

The following must first of all be studied:

- a) the existence of a deposit shared by two or more licensees, and the possibility of recovering amounts of petroleum **in situ**, in order to quantify exploitation rights; for which the seismic surveys must define the three-dimensional boundaries of the deposit -and therefore its size- under the surface pertaining to each tract.
- b) The possibility of future projects for developing the deposit and programs of secondary recovery.

The above factors must be considered and analyzed from both the technical and economic standpoints.

From the technical point of view, the geological formation of the deposit must be examined in light of the need to unitize, including such question as continuity of the deposit, participation in the reserves that it is estimated to contain, basic spacing, and drilling programs.

The economic factors are those that result in economic advantages for the development and production operations in the deposit, which may be summarized as follows:

- a) Avoidance of duplication of the necessary information (geological, topographical and legal information)
- b) Adoption of a single drilling program (avoiding unnecessary drilling).
- c) Standardization of equipment (reduced maintenance costs).
- d) Shared services (roadways, access roads, electricity, gas, etc).
- e) Funding.

EXPLOITATION RIGHTS AND DETERMINATION OF SHARES

As stated above, one of the fundamental objectives, if not the main objective, of unitization, is the quantification of the exploitation rights corresponding to each party to the agreement. To this end, unitization allows the measurement or determination, in percentages, of the respective exploitation rights and makes it possible to regulate the production of the shared deposit in such a way as to equitably distribute the petroleum produced among those who have a right to its utilization. Therefore, unitization agreements determine the volume of petroleum that is estimated to be contained under the surface over which each party has production rights, as well as the volume of petroleum that would have been extracted from the shared deposit up to the moment of the unitization, within the hypothetical planes cutting the tracts; and they assign to each party its corresponding share of the production of that deposit. This is clearly nothing more than the measurement, percentage-wise, of the respective exploitation rights.

Consequently, the amounts of petroleum that each party is entitled to constitute the quantification of his exploitation rights over the shared deposit, or in



other words, the expression of the exploitation rights that he has been granted.

It may easily be inferred that this determination of proportions is one of the thorniest problems to resolve, and where the most obstacles have been encountered, sometimes even leading to the total failure of the negotiations. For this reason, during the establishment of formulas to determine the proportions, all the factors that in one way or another will contribute to a more accurate determination of the criterion of equity to be applied must necessarily be studied. This makes it difficult to apply pre-established parameters to determine the way to divide the production, as their application greatly depends on the conditions of the deposit and could therefore affect the interest of the producers.

The formula to be applied must attempt to assign each shareholder the greatest possible volume of petroleum, but without reference to the production that each would have had without unifying the deposit, as this would be tantamount to recognizing the validity of the capture law; nor can reference be made to the projected results of competitive exploitation, as this would not protect the parties' correlative rights.

The determination of the applicable participation formula, although depending on the state of development of the deposit, also responds to such factors as: production, number of wells, productive area, and volume of the producing formation. We will address these concepts below, briefly illustrating them with the guidance of Doctor Hugo Velarde's book on *Unitization of Petroleum Deposits in Venezuela*.

So we see that "production", such a significant factor for fields that have reached their maximum development and are on the way to depletion, nonetheless is difficult to accept as representative of equity in the absence of well-kept statistical data. The "number of wells" is included in most formulas because it generally reflects the magnitude of the investment and the idea of the average effect of volume per unit of production area, but it is a factor employed simply by mutual agreement in order to achieve a certain

weighting in the distribution of shares. The "productive area" is a determining index in newly-developed oilfields, where there is relatively little knowledge of the type and size of the deposit and large volumes of potentially-recoverable petroleum are expected.

Regarding the total volume of petroleum in the formation, which is the preponderant factor used in participation formulas, as it reflects the amount of petroleum "in situ", it is utilized in three ways: as "net volume", "gross volume", or "adjusted volume", depending on the possibility of differentiating the deposit and the accuracy of estimates of these parameters, on the basis of the information available.

Once the applicable participation formula is established, according to the criteria described, the parties will calculate the cumulative production of the unified deposit as of the date of signing of the agreement, with the respective setbacks and underlifting, which will be compensated according to the procedure outlined in the agreement. "Setback" means the quantity of unitized substances, corresponding to any of the parties, that had not been received as of the signing of the agreement.

"Underlifting" means that the quantities of unified substances received by any party after the signing of the agreement are less than they should be at that point, as compared with the total of the quantities received by all the other parties between the date of the signing of the agreement and that subsequent time.

The shares that correspond to each party having been determined, the consequent "daily production rate from the deposit" is determined, and the corresponding production quotas are set, according to the following concepts:

a) PRIMARY PRODUCTION QUOTA

The portion of monthly production of unitized substances that corresponds to each on the basis of his "participation" (share).

b) SUPPLEMENTARY PRODUCTION QUOTA

In relation to each party at any given moment, the portion of the monthly production of unitized substances corresponding to that party in compensation for setbacks or underlifting.

c) BASIC PRODUCTION QUOTA

The portion of the monthly production of unified petroleum which each party would have the right to receive as his "Primary Production Quota" and "Supplementary Production Quota".

d) UNREQUIRED PRODUCTION QUOTA

The portion of the Basic Quota of unitized substances that a party does not take.

e) ADDITIONAL PRODUCTION QUOTA

The portion of monthly production of unitized substances to which any party has an option due to the other parties' Unrequired Production Quotas.

f) TOTAL PRODUCTION QUOTA

The portion of monthly production of unified petroleum that each party has the right to receive as his Basic Production Quota plus his Additional Production Quota, minus his Unrequired Production Quota.

In practice, production quotas are applied according to the following rules and regulations:

- 1) Each party with a Setback will have the right to receive a Supplementary Production Quota from the party/ies who are ahead of schedule in order to eliminate their lag.
- 2) Each Deficient Party will have the right to receive a Supplementary Production Quota, fixed as a percentage of the share of the Deficient Party, from the advanced party/ies, in order to eliminate its shortfall.

3) Each "Disabled Party", in order to eliminate his incapacity, will have the right to receive from the other parties a volume of unitized petroleum sufficient to complement his Basic Production Quota each time that such incapacity is demonstrated.

4) Whenever any party does not require any part or all of his Basic Production Quota, the other parties will have the right to receive additional quotas, the sum of which will equal the unrequired quota. When two parties require additional quotas, they will be assigned in proportion to their Basic Production Quota. Should one such party not require the whole of his additional quota, the remainder will be added to the additional quota of the other party, should the other party so desire, and up to the amount that he desires.

5) The total production quota of one party may be expressed as a percentage of the total monthly unitized oil production, calculated by dividing that party's Total Production Quota by the Total Production Quotas of all parties.

6) In order to avoid that one party become deficient because of the lack of market for its Production Quota, any of the other parties having a market would share it with said party.

7) Should one party foresee that he will have an unrequired quota during a certain period, it may notify the other parties as to the expected duration of that period, with the understanding that they will have the right to receive the totality of its quotas for any given months within the period, upon 15 days' written notice to the party or parties making use of that quota.

EFFECTIVE DATE

The "Effective Date" of the unitization is understood to be the date as of which the effects of the unitization agreement take force with regard to the volumes of petroleum that "had been produced prior to the signing of the agreement". It should be mentioned that the effective date is the earliest date as of which any party

may make claims for any losses with regard to the exploitation of volumes of petroleum from the shared deposit.

The determination of the effective date acquires prime importance since it is established for purposes of any retroactive adjustments for volumes of petroleum produced from the shared deposit, to which any party has a right as of the date on which his access to the shared deposit is proven.

For this reason, most unitization agreements establish an effective date, with reference to which both parties were producing from the shared deposit so that any retroactive adjustment will be made as of that date and no further back, since the right to produce from the deposit can only be demonstrated by contact with the shared deposit, through drilling and subsequent production.

The above approach to determining the effective date of the unitization, while it does seem reasonable in terms of the way of establishing a starting point for calculating the volumes of petroleum to which the "drained" party is entitled, it does not reflect the volumes of petroleum obtained by drainage since the beginning of the exploitation, up to the time that the shared deposit was unitized and its effective date was set; this would seemingly attribute the ownership of those volumes produced through the exercise of the law of capture to the first producer, which is of course inadmissible according to our laws, since the Nation, being the owner of the deposits, would be the one entitled to sue for retroactive restitution of the volumes obtained additionally by the draining actions of the first producer over and above his due rights, which are limited to the volumes estimated to be contained within his assigned tract.

In fact, we believe that in the absence of express legal norms, the physical bounds of the tract are imposed by the respective exploitation rights, since the rights granted to producers is an "exclusive right" and may not therefore be exercised so as to infringe on the equally exclusive rights of his neighbors, nor on the likewise exclusive property rights of the Nation,

which forces us to accept that it is definitely the damage caused to the rights of others, whether the Nation or private parties, that limits the rights of exploitation with regard to the extent of the concession, and that this consequently prevents producers from appropriating the extra volumes that flow as an effect of drainage to their own tracts.

We therefore believe that it can be asserted as a general principle that any producer who has obtained additional volumes of petroleum through drainage, over and above the amount to which he is entitled by the proper exercise of his exploitation rights, would always be obliged to repay them to his neighbors or to the Nation.

In fact, since it is unlikely in actual practice that two or more producers would be granted their exploitation rights at the same time and would begin to drill and produce simultaneously from one single deposit, we must operate under the assumption that the deposit comes to be shared upon the arrival of the second producer. In this case, the new operator could only claim the return of the volumes that had been drained after the date on which he could demonstrate his own access to the shared deposit through the corresponding drilling and production. It is worthwhile to mention that he cannot allege damages except as of the date on which, according to such demonstration, he can prove that his rights have been encroached upon given that the scope of the applications of said exploitation rights is circumscribed and granted in keeping with the drawn-down volume of deposit reserves resulting from the neighbor's drainage.

It should also be clarified that this drainage is produced by exploitation itself, produced inevitably by the exploitation activities as a consequence of inertia and the migratory nature of the hydrocarbons.

Thus, the picture does not refer to any abuse in the exercise of exploitation rights since the drainage is not produced as a result of excessive use of powers, rights and attributions in an attempt to infringe on the rights of others. It is not an intentional, deliberate action of the producer; but if it were, it would constitute

an illicit act and would be subject to and regulated by a different regime.

In line with the foregoing, then, any volumes that had been drained off prior to the effective date established in the unitization agreements would not belong to the previous producers; they would be owed to the Nation, which as title-holder over the reservoirs would be the one to have suffered the damages caused by the involuntary action of the producer. No other conclusion would be acceptable, because it would permit undue enrichment by allowing benefits to be obtained from the petroleum extracted from drained areas without the producer's having the respective right to these benefits since he was not the title-holder over the same.

A similar criterion must be upheld in those agreements to which the Nation is party, specifically those to which it is party in conjunction with more than one producer. In fact, if the effective date is taken as the last day on which the original conditions of the deposit existed, sustaining and applying the principle according to which the Nation is the title-holder over the reservoirs, then at least one of the producers would be recognized as having a share in hydrocarbon volumes to which he should have no right--volumes drained prior to the date on which he had gained access to the shared deposit. Thus no infringement on others' rights would have taken place, to our way of thinking, and thus no callback of hydrocarbon volumes would be justified, because one would work from the hypothesis that the two producers did not begin to produce simultaneously and so, for each one, his right commenced as of the date on which he demonstrated access to the shared deposit.

Contrary to this idea, it has been upheld that it would be unfair to oblige the producers to pay the equivalent of the value of the excess hydrocarbon extraction when the amount of petroleum made use of by the producer does not surpass the volume that would have corresponded to him during the time his exploitation rights were effective.

If this position is accepted, one would have to

agree that there was a clear attribution of private-party ownership of the deposit and therefore of the reserves; and this could be summarized in the phrase "the reservoir is the one that pays"-- and this undoubtedly seems totally marginal to the fundamental principles that govern this subject matter.

In this regard, it is worthwhile to note that the hydrocarbons contained in the subsurface pertain to the Nation, which in no way grants exploitation rights allowing private parties to own the deposits; the latter's rights are limited to extracting the hydrocarbons corresponding to the concessionary tract and to making use of these once they have been extracted. This means that the producer can only hold a title over the petroleum which has been effectively extracted from the reservoir and in no case can he allege ownership of the reserves because the hydrocarbons contained in the subsurface continue, at all times, to be the property of the State.

Thus, unitization agreements stimulate the respective exploitation rights percentage-wise in order to attain an equitable distribution of the hydrocarbons produced from the shared deposit among those who have a right to their utilization. In order to establish these percentages, the volume of hydrocarbons estimated to lie beneath the surface is determined and on that basis each one of the title-holders of exploitation rights may produce within the hypothetical planes that traverse their respective exploitation tracts. These volumes are computed, then, so as to establish each party's proportional share in each barrel produced; it is only once that the extraction is complete that the parties can divide the petroleum among themselves in the agree-upon proportions, because the estimated volumes do not in any instance grant the producers property rights over the quantified reservoir volumes. This would go against the enounced principle of public order according to which subsurface ownership falls to the Nation, absolutely and exclusively.

Thus it is understood that property rights based on the aforementioned percentages refer to the hydrocarbons produced; and if all of the volumes of a given reservoir are produced, mathematically speaking, each one of



the producers will obtain a percentage of the reserves estimated to exist within the deposit, this being possible because they were extracted not because each operator received a percentage of the *in situ* resource, i.e., because the necessary assumption held true so that the legal consequences foreseen within the principle were applied, in this case, ownership rights over the hydrocarbons produced.

To admit that a producer not be liable to returning the excess petroleum extracted over and above his share, as established in the respective agreement, when this amount does not exceed the volume that would have corresponded to him during the effective time of his rights, would be nothing more than to permit compensating the obligation to reimburse said amount to the Nation with the producer's expectation of extracting given volumes from the reservoir--compensation which, under no assumption, could be acceptable to the Nation and in this case could neither be admissible because it would mean granting to the producer property rights over the volumes of petroleum that he expected to extract from the deposit, in open contradiction to the fundamental principle that the hydrocarbons contained in the subsurface are the exclusive property of the Nation.

The idea set forth above was upheld in our country by the Venezuelan Petroleum Corporation, and applied for the first time ever in the agreement signed for the exploitation of the Lamar Field, wherein the concept of "deficiency" or "setback" was incorporated to express, as of the effective date of the agreement, the amount in which the volume of unitized oil received by one party is less than his total cumulative share in oil produced from the deposit by all the other parties up to that time. It should be noted that the amounts of hydrocarbons received by one party at a given moment are less than its share for that moment, as compared to the total amounts received by all the parties for the time set for the purpose of determining said shares.

Thus we see that the contract signed on June 25, 1969, indicated the effective date as of May 1, 1961, in order to make the agreement's effects retroactive

to the time at which the exploitation of that field had begun and in that way allow the State, through its Venezuelan Petroleum Corporation, to tap the deposit as of the time of its original conditions.

Later on, that thesis was consecrated legally when our petroleum industry was nationalized: in Article 15 point b) of the Law that Reserves for the State the Hydrocarbon Industry and Trade, which established that from the amount of the indemnization due to the concessionaires the following would be deducted:

"The value of the petroleum extracted by the expropriated licensees outside the boundaries of their concessions, in keeping with the volumes established in the unitization agreements signed by the Venezuelan Petroleum Corporation. In the event that such agreements have not been signed, the National Executive will determine the amounts to be deducted for this concept."

At that time we sustained that in the above-mentioned article the concept of "setback" was not only being granted legal consecration as a determining approach to production quotas incorporated in agreements by the Venezuelan Petroleum Corporation but that "legal delineations of the respective exploitation tracts" were also being established, since the phrase "petroleum extracted from outside the boundaries of their concessions" should be understood as volumes of petroleum extracted over and above those which they had a right to produce from the hypothetical area defined by the exploitation rights of neighboring licensees or the Nation itself, and not as the petroleum extracted outside the physical limits of the concession given that this delineation, in addition to being physically impossible to carry out, would imply that the additional volumes had been obtained through a direct action against the neighboring tract; and this, in our country, by virtue of the technical and legal principles applicable to production, would prove somewhat difficult.

AGREEMENT CONTENT

It is evident that since unitization was born in the United States, it arrived in Latin America as part of the



1. Preamble: This part contains the statements of the parties declaring that the deposit is shared by their
2. Definitions: This part sets forth and specifies the concepts and interpretations that the terms used in the agreement should have.
3. Supervisory Committee: This part determines the procedure for designating and empowering the Committee under whose direction the unit constituted by the agreement will be developed and operated.
4. Exploitation of the unitized deposit: This part refers to the determination of procedures and operations which, in keeping with the contract, should be undertaken for the exploitation of the unit.
5. Shareholding and adjustments: This part determines the shares agreed upon by the parties, as well as the procedures for making them effective and for making the necessary adjustment every time the boundaries or volumes of the oil-bearing unitized reservoir are modified.
6. Control and distribution of production: This part refers to the daily production rate set for the deposit, as well as to the procedures for implementing the distribution of the agreed-upon proportions.
7. Unitized gas: This part determines the purposes of its use as a unitizable material and its distribution on a basis equal to the agreed-upon proportions.
8. Induced recovery: This relates to the programs required to increase or maintain the energy of the deposit, so as to enhance additional economical recovery of hydrocarbon volumes above and beyond those obtainable through primary methods.
9. Use of wells and installations: This part determines the wells and installations that each party must donate to the unitization.

1. Exploitation rights are considered to be non-transferable and these are conditioned so as benefit both the nation as well as the private parties.
2. Shareholding percentages are determined on the basis of the volume of saturated rock estimated as contained beneath the area corresponding to each concession or tract.
3. Drainage caused before or after the agreement is signed is compensated through the incorporation of the concepts of deficiency (setback) and in-capacity (disability).
4. Production is distributed so that each one of the participants receives its quota on the basis of the proportions, deficiencies and incapacities to which he has a right.
5. The start date of exploitation is set as the effective date for unitization.
6. The agreement is effective for the amount of time that the rights are in effect.
- As for general structure, unitization agreements can be divided into chapters containing clauses and appendices contemplating the following aspects:
 1. Exploitation rights are considered to be non-transferable and these are conditioned so as benefit both the nation as well as the private parties.
 2. Shareholding percentages are determined on the basis of the volume of saturated rock estimated as contained beneath the area corresponding to each concession or tract.
 3. Drainage caused before or after the agreement is signed is compensated through the incorporation of the concepts of deficiency (setback) and in-capacity (disability).
 4. Production is distributed so that each one of the participants receives its quota on the basis of the proportions, deficiencies and incapacities to which he has a right.
 5. The start date of exploitation is set as the effective date for unitization.
 6. The agreement is effective for the amount of time that the rights are in effect.
- As for general structure, unitization agreements can be divided into chapters containing clauses and appendices contemplating the following aspects:
 1. Preamble: This part contains the statements of the parties declaring that the deposit is shared by their

technology proper to the petroleum industry and that it followed the bases and structures of its North American counterparts. However, it should be noted that in its efforts to handle its own hydrocarbon resources, has made the agreements in question take on certain characteristics through the incorporation of principles, terms and definitions geared to acknowledging and respecting the rights of the Nation, as opposed to the private-party contractors, and to conditioning the latter's rights to the benefit of the shareholders.

In this regard, the following principles can be cited for unitization in Latin America:

10. Expenses and accounting: This part determines the expenses that should correspond to each one of the shareholders, as well as those that must be handled through a joint account.
11. Taxes, fines and civil responsibility: This part determines the taxes that correspond to each shareholder, as well as each one's responsibility for property damage or personal injuries.
12. Legal and technical arbitration: This part determines the procedure to be followed in terms of interpretations and disputes that might arise among the parties with relation to the agreement.

UNITIZATION AND THE DETERMINATION OF TERRITORIAL BOUNDARIES AMONG STATES

The exercise of activities proper to the petroleum industry, by private parties, operates under the fundamental postulate that the hydrocarbons contained underground belong to the State. Thus, the State is the owner of the deposits and only grants to private parties temporary rights to exploit them and make use of the extracted substances. That is to say, the State externalizes its power to impose norms and principles from its legal order, although co-actively, with respect to persons and things that are in a territory and empowered to use these for the purposes of collective interests.

This manifestation of territorial sovereignty likewise makes itself felt in foreign relations with other States also endowed with an autonomous order; it is seen mainly as a right of the State not to be impeded or tripped up in the exercise of its powers within its own territory and, consequently, not to be dispossessed of the same. Thus it is that the determination of the space of the onshore or offshore areas of a State has been considered "the legal-political act of greatest transcendence with respect to the very existence of a State".

Once a State's territory has been determined, it then becomes evident that the exploitation of oil deposits located in border areas cannot fail to involve

the problems laid out in this paper: an attempt must be made to avoid impairments or losses by any of the neighboring States because of exploitation by any other in a field or structure that extends beyond the line of demarcation.

So far, the international practice has been to consecrate, in a conventional clause, the hypothesis that of "one same geological structure or mineral bed of hydrocarbons or natural gas which extends beyond the line of demarcation and which could be totally or partially exploited from the other side, in which case the parties will make an effort to reach an agreement as to the most effective form of exploitation and the way in which costs and benefits related to those activities will be shared."

The terms in which this hypothesis is laid out call for the following observations:

- a) The term "structure or field" is used rather than "well or deposit" precisely because of its generic nature; however, in the event of any doubt, the principle established will be applied so as to avoid jeopardizing any of the parties. The most restricted criterion would have been more controversial and would have left open the possibility of abuses which have been eluded through the current standard procedures.
- b) All that pertaining to the form of exploitation, method of distribution, sharing of costs, etc., is left to be regulated through an additional agreement.

Thus has been the methodology followed by the States over the last fifteen years; similar clauses can be found, for instance, in the treaties signed between Iran and Qatar (20-II-69); Malaysia and Indonesia (27 - X-69); Germany, Denmark and Holland(28-1-71); Great Britain and Denmark (25-XI-71); Australia and Indonesia (9-X-72); Canada and Denmark (7-XII-73); Japan and Korea (30-I-74).

The Rio de la Plata Treaty does not follow the trends of the above-mentioned agreements; and in referring to the exploitation of shared deposits, it

establishes that "...the reservoir or deposit that extends on both sides of the line established in Article 41 will be exploited in such a way that the distribution of the volumes of this resource that are extracted from said reservoir or deposit will be proportionate to the volume of the same as found on each side of that line."

In our opinion, the aforementioned treaty would consecrate the fundamental principle that underlies unitization, according to which the distribution of production is in proportion to the volume estimated to be contained below the exploitation tract; this is nothing more than a quantification of the exploitation rights granted, especially since in this case States would be exercising their sovereign rights and the shares in what is produced--not the concept itself-- would remain as an object of negotiation in still another agreement.

As for our country, in the demarcation treaty signed with the Low Countries on March 31, 1978, Articles 6, 7 and 8 set forth the hypothesis and procedure that must be fulfilled by the parties for the exploitation of a geological structure or field located in a border area. To that end, a step-by-step process was set up:

- a) Technical consultations geared to diagnosing the situation, including identification of the geological structure or mineral field of hydrocarbons or gas and its extension through the line of demarcation and
- b) Designation of experts who should determine the *in situ* reserves and the volumes corresponding to each State, in proportion to total volume.

If the parties do not reach an agreement in the designation of experts, as a back-up mechanism it is recommended that the Secretary General of the United Nations choose one or even two members of the Commission, which will determine its own procedures and make rulings with a majority vote, their decisions being binding for all parties.

Furthermore, in order to keep both States fully aware of the activities of the bordering country, it is necessary for each to notify the counterpart of any

wildcat or production drilling within one nautical mile of the line of demarcation. In any event, this constitutes an additional preventive or security measure that does not take away from the principle of unitization.

The parties are obligated to establish, by mutual agreement, the location of the facilities and installations or the point of well extraction with relation to the border. However, if the parties should not be able to reach an agreement on these points, the differences would be resolved by technical expertise.

Other countries, such as Norway, Great Britain, and Northern Ireland, have opted for a different procedure in which there is even an active participation by the producers since unitization does not require only that the States sign an additional agreement to the territorial demarcation treaty, but also that the producers, for their part, sign an agreement on the operation of the constituted unit.

The procedure followed by these countries includes the following steps:

1. The corresponding territorial demarcation treaty is signed, foreseeing the possibility of unitization of the deposits that should prove to be common to their territories, in which case the States, "in consultation with the producers, if these were to exist" will attempt to sign an agreement for the most efficient exploitation of the reservoir.
2. Once it has been demonstrated that the deposit is shared because it extends into the territory of more than one State, then, following the provisions of the demarcation treaty the corresponding additional agreement is signed for the exploitation of the field.

The following provisions should be included in said agreement:

- The field is to be exploited as a "unit".
- Each State requires its producers to sign an agreement with the producers from the other State in



order to regulate the field operations. This agreement calls for the approval of the two States, and it should contain clauses guaranteeing that, in the case of a conflict between its provisions and those of the exploitation agreement signed by the States, the latter will override the former.

- The field will be operated and managed by one sole producer, designated from among the group and approved by the States.

The volume of *in situ* reserves must be quantified and the States must be attributed to have that proportion of the volume that is estimated to be contained within their respective territories, taking into account the extension of the deposit in each. The producers or licensees exploit the deposit and take possession of the reserves according to their corresponding exploitation rights.

The mechanism of a territorial demarcation treaty with an additional agreement seems extremely useful for application in Latin America, in those cases in which the shared deposit is not being exploited by the State itself through State-owned and operated enterprises, but rather by private firms; because in this way the legal problems entailed in the delivery of hydrocarbon volumes by one State to a private producer in another State would be avoided.

The trend over the last 15 years, as indicated previously, has been to consecrate in international boundary treaties the hypothesis that a deposit extends through a demarcation line, in which case the contracting States, in order to exploit the shared reservoir, sign an additional agreement, which, among other aspects, provides for production quotas, unit management, costs, benefits, unit operation, and drilling programs.

The implementation of the provisions of the additional agreement does not represent a major problem when the exploitation of the shared deposit does not fall directly to the contracting State, or to entities of its property, no matter what the legal form by virtue of which they were constituted, since the State, being the owner of the deposits, would

at any rate be exercising the powers granted it within its property rights, through the firms it created for that purpose; and this would simply be a manifestation of the exercise of its external sovereignty before another State.

In dealing with private parties which exercise exploitation rights granted prior to the effectiveness of the corresponding treaty, we would have to determine the extent to which the effects of the treaty-- in principle aimed at yielding effects-- among States could have an impact on pre-existing legal situations.

In this regard, we consider that, given the lack of express legal provisions, the adaptation of prior legal situations to the new arrangement created by the treaty, is fitting not only by virtue of the title to the deposit and the notion of public utility which dominate petroleum activities, but also by virtue of the nature of the rights granted to the producers.

In fact, since the deposits are the property of the State, their ownership is not conferred on another; what is granted is a real right to explore the area and to exploit, within a given time period, the reservoirs found therein, in keeping with the law. Hence, the nature of the rights granted to the producer are specified as "real rights"; however, the reservoirs form part of the Nation's public domain and their use is regulated by Law. The real rights result from limitations to this domain and proprietorship, but only to the extent and in the form that the Law provides, so that they are definitely limited real rights over an alien thing, which would come to be a right of domain.

As for the contents of the exploitation rights, it is worth mentioning, with respect to the private interests they protect, that they are reduced to being extraction or production rights within the bounds of the corresponding exploitation tract, the substances granted, and their use once extracted. It is consequently a limited real right to the extraction of the substances granted and to their later use.

Between the interests of the State and those of the producer there is, and there can be, no opposition of

aims and purposes. The interests of both act in solidarity so as to integrate themselves and reciprocally complement each other; nevertheless, the interests of the State have, within the legal order, a higher ranking recognized in the Constitution and Law. The preponderance of these interests is based on the concept of public utility that runs throughout this subject matter. All of the activities and operations undertaken by the producer are a function of public interests to the benefit of the Nation, and secondly, to the benefit of the producer.

This formal concept of public utility, in addition to having a programmatic nature, likewise involves a principle which lends it an obligatory and specific meaning, so that the private interests of the producer are subject to the interests of the State, in terms of what is for the public good.

To our way of thinking, in granting new exploitation rights in border areas, among other factors, the extension of a reservoir into the territory of another State must be borne in mind; in that case, well-defined petroleum legislation must have the foresight to provide for such events so that the producers' obligation to proceed to unitization of the deposit will not be left open to interpretation but rather will be automatically subject to terms and conditions agreed upon by the States through the corresponding treaty.

Such foresight has been consecrated in some of the Latin American countries' legislation, as for example in that in force in the Republic of Guatemala wherein the above-mentioned provisions are included for application in domestic as well as international law. Thus we find in Articles 144 and 147 of the Hydrocarbon Exploration and Exploitation Regulations the obligation of the contractors and title-holders of petroleum rights to sign unitization agreements whenever it can be demonstrated that a deposit is shared by two or more parties.

With respect to International Law, Article 14 of the Regulations anticipates the possibility that exploitation can be the subject of an international agreement signed within legal formalities, in order to exploit the deposit jointly with the neighboring country.

Thus, once the agreement has been signed by the interested States, the obligations of Article 4 come to the exploration and exploitation operations contracts approved in keeping with the Law.

Broadly speaking, we believe that the aforesaid summarizes the basic postulates and principles which in our opinion should orient any attempt to unitize deposits, according to Latin American legal realities, both at the level of national as well as international legal orders. These postulates and principles can, in sum, be enumerated as follows:

1. It is compulsory to recur to the unitization of petroleum deposits in those cases in which they prove to be shared by two or more producers within a single State.
2. The territorial demarcation treaties should anticipate the possibility of recurring to unitization in the case of reservoirs running through border areas.
3. The so-called Capture Law is inapplicable since it consecrated the producers' rights to appropriate for themselves all of the petroleum they could extract, even though it could be proven that the oil was coming from a contiguous exploitation tract; this would clash with the system of subsurface ownership.
4. Production should be divided up in proportion to the rights conceded to each one of the producers, so that the quota assigned to each will be the measure or quantification of his exploitation rights.
5. The effective unitization date should be set as the time at which the original reservoir conditions existed, when the Nation produces jointly alongside a private producer.

The considerations set forth above are not intended as an exhaustive treatment of the major conclusions within this area. I am sure that others of greater significance than these could be discerned, and thereby one of the further aims of this paper could be achieved.

BIBLIOGRAPHY

- ACOSTA HERMOSO Eduardo "Este Petróleo es Venezolano"
Editorial Arte. Caracas - Venezuela
1964.
- DUQUE CORREDOR, Luis Enrique "Aspectos Legales de la Explotación Unificada
de Yacimientos Petrolíferos".
Venezuelan Petroleum Corporation.
Caracas - Venezuela.
1975.
- DUQUE SANCHEZ Jose Roman. "El Derecho de la Nacionalización Petrolera".
Editorial Jurídica Venezolana
Caracas - Venezuela
1978.
- DUQUE SANCHEZ, Jose Roman "El Concepto Físico - Geométrico de las minas en
función del derecho de Explotación".
Library of the Academy of Political and
Social Sciences. Study Series.
Caracas - Venezuela
1982.
- GONZALEZ BERTI, Luis "Compendio de Derecho Minero Venezolano"
Volume II - Colección Justicia. Et. Jus.
Mérida - Venezuela
1970.
- HARDWICKE, Robert E. "Unitization Statutes: Voluntary or Compulsion"
Rocky M.T.
- MID - CONTINENT OIL, And Gas "Hand Book on Unitization of Oil Pool"
- MORALES PAUL, Isidro "La delimitación de áreas marinas y submarinas al
Norte de Venezuela"
Library of the Academy of Political
and Social Sciences: Study Series. Nº 9
Caracas - Venezuela
1983.
- MEYERS, Raymond "The Law of Pooling and Unitization"
Banks and Company. Albany
New York
1958.
- SEARLS, David "Antitrust and Other Statutory Restrictions of Unit
Agreements."
1952.
- VELARDE, Hugo "Unificación de Yacimientos petrolíferos"
Venezuelan Petroleum Corporation,
Caracas - Venezuela
1974.
- WILLIAMS & MEYER Manual of Oil and Gas Terms.
Banks and Company.
Albany, New York
1957.
- WILIAMS - MAX well - MEYER "Cases and Material on the Law of Oil and Gas"
The Foundation Press
New York
1956

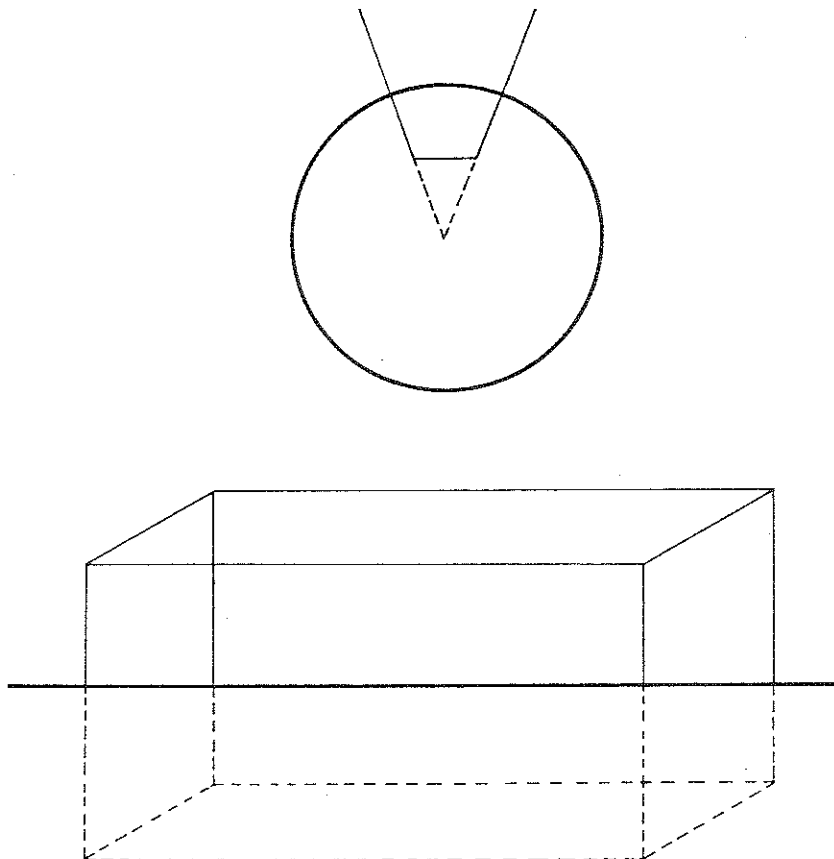


LIST OF FIGURES

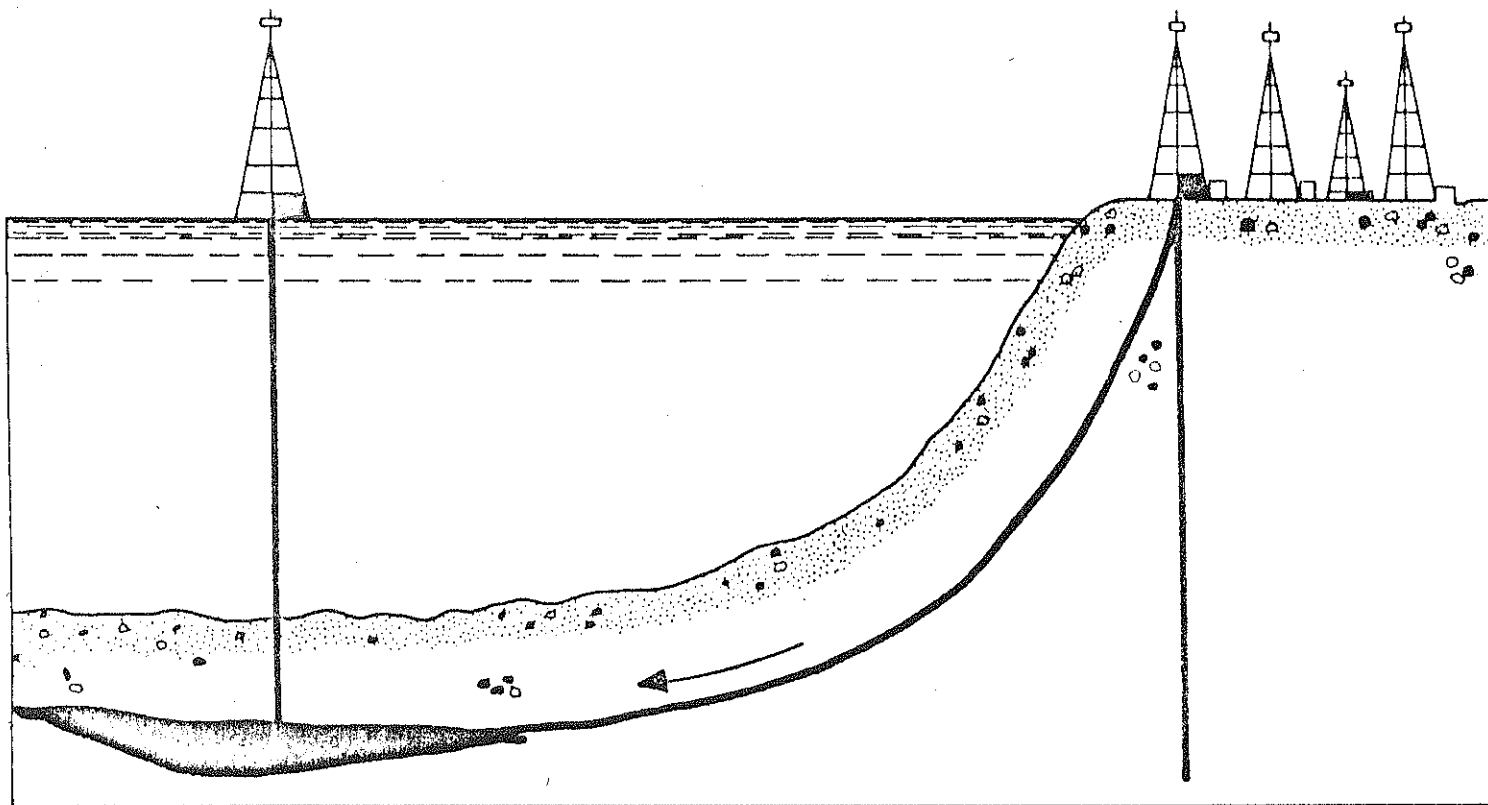
Nº

1. The Physical-Geometric Concept of Mines
2. Directional Drilling.
3. A Shared Deposit
4. Well Spacing: The Primary Grid
5. Well Spacing: The Secondary Grid
6. Well Spacing: The Stauth Formula
7. Calculation of Underlifting
 - 7.1 Compensation of Underlifting (Method I)
 - 7.2 Compensation of Underlifting (Method II)
8. Production Quotas
9. Effective Date
10. Planning at the National Level
11. Agreement Terminology
12. Approval at the National Level
13. Planning at the International Level
14. Tract Participation at the International Level

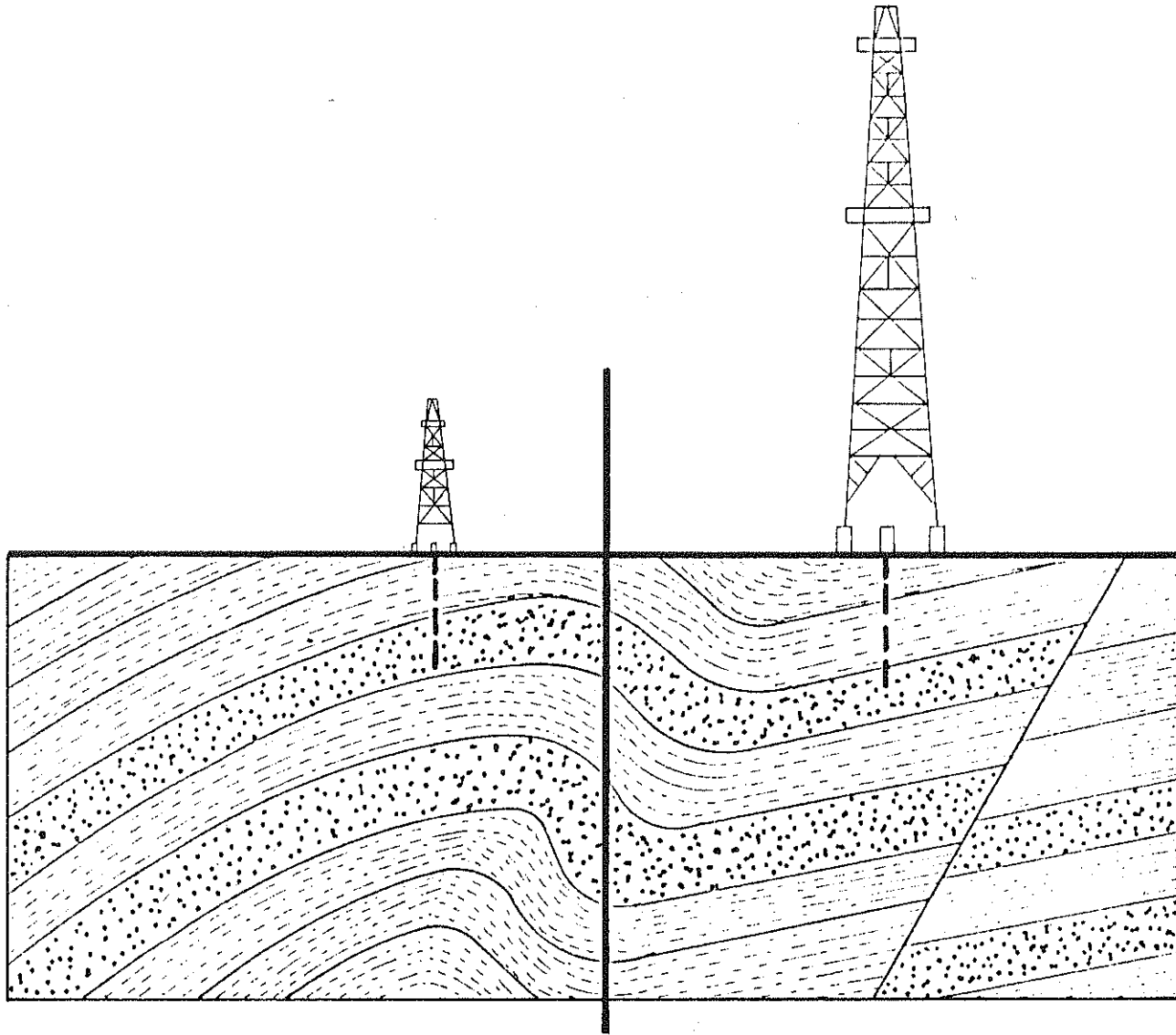
THE PHYSICAL - GEOMETRIC CONCEPT OF MINES



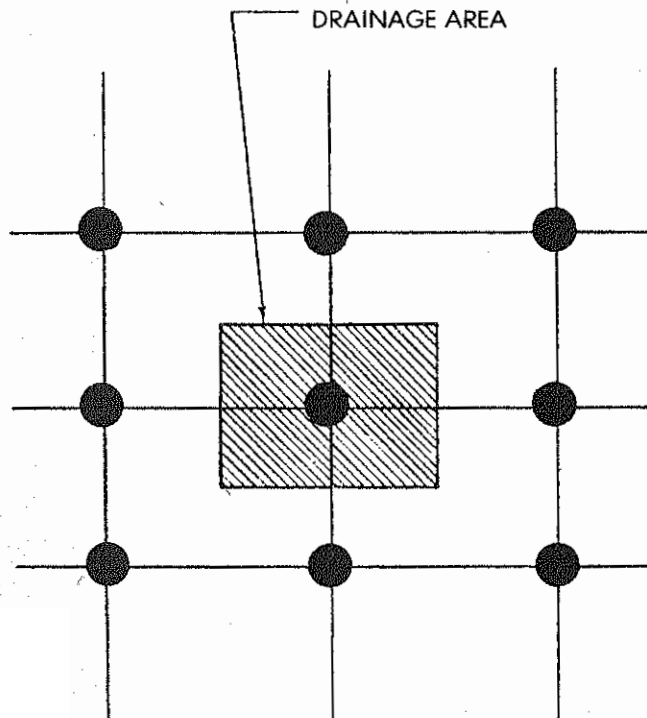
DIRECTIONAL DRILLING



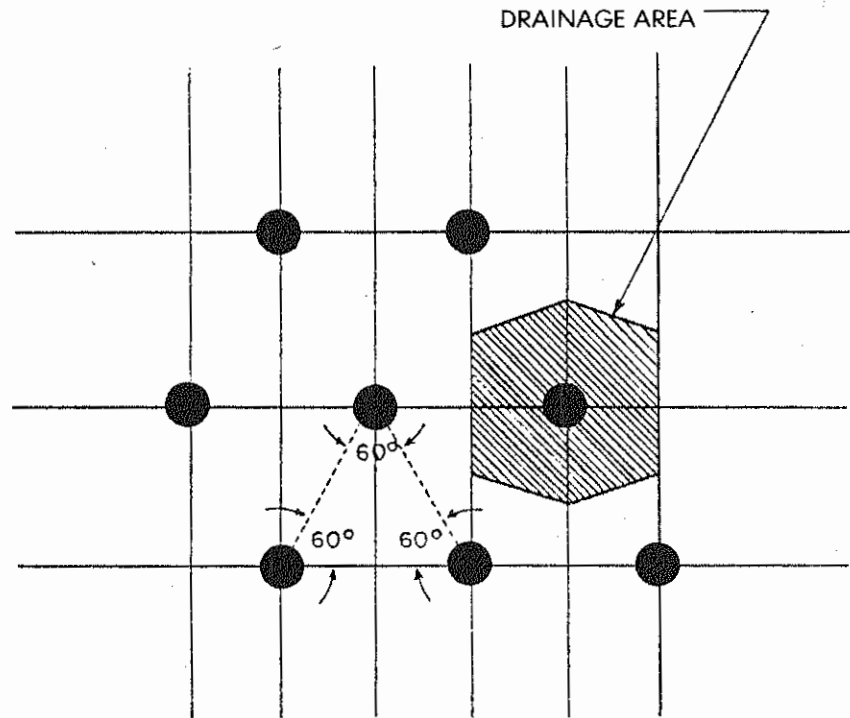
A SHARED DEPOSIT



PRIMARY AND SECONDARY GRID SPACING



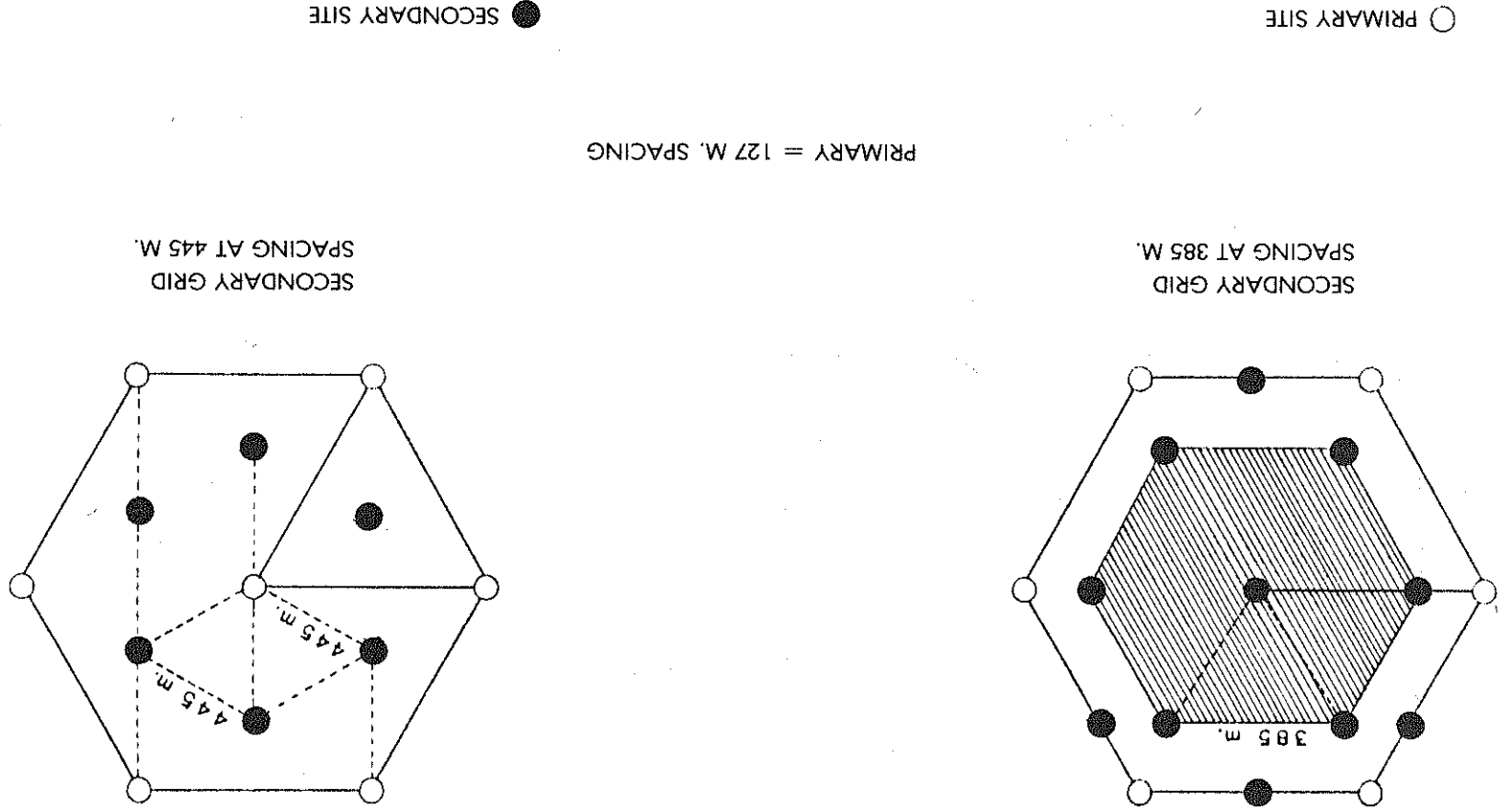
RECTANGULAR GRID



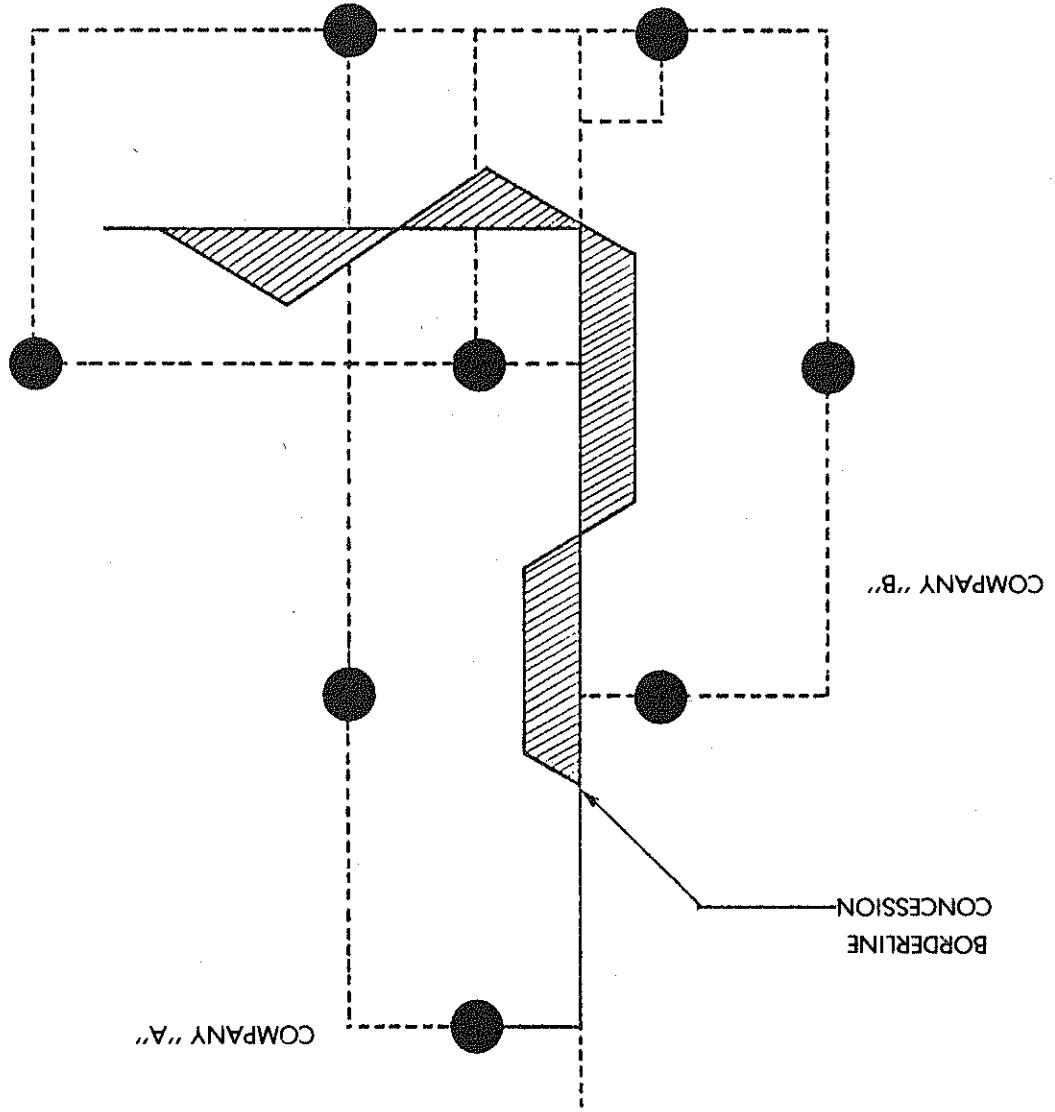
TRIANGULAR GRID

● WELLS

PRIMARY AND SECONDARY GRID SPACING



WELL SPACING: THE STAUFF FORMULA



THE STRIPED SECTIONS INDICATE THE DRAINAGE AREAS OF EACH OPERATOR

CALCULATION OF UNDERLIFTING

THE VOLUME RECEIVED BY ONE PARTY, OF THE CUMULATIVE TOTAL PRODUCED FROM THE RESERVOIR, IS LOW IN COMPARISON TO THE TOTAL RECEIVED BY THE OTHER PARTIES (COMPENSATION FOR DRAINAGE).

- A = OVERLIFTING OR UNDERLIFTING
- P_A = CUMULATIVE COMPANY PRODUCTION
- E_A = COMPANY PARTICIPATION (% SHARE)
- P_T = CUMULATIVE RESERVOIR PRODUCTION

$$A = P_A - E_A \times P_T$$

E_A	P_T	P_A
20%	120	30

$$A = 30 - 0.20 \times 120$$

$$30 - 24 = 6 \text{ (OVERLIFTING)}$$

E_A	P_T	P_A
20%	120	30

$$A = 30 - 0.20 \times 200$$

$$20 - 40 = -10 \text{ (UNDERLIFTING)}$$



COMPENSATION OF UNDERLIFTING

METHOD I

FROM THE DEPOSIT PRODUCTION, AN AMOUNT WILL BE EARMARKED TO COMPENSATE THE PARTIES' UNDERLIFTING.

DEPOSIT PRODUCTION	6000 B/D
COMPENSATING VOLUME	<u>1000 B/D</u>
PRODUCTION TO BE SHARED	5000 B/D

<u>COMPANY</u>	<u>PERCENTAGE</u>	<u>OVERLIFTING</u>	<u>UNDERLIFTING</u>
A	50%	1500	---
B	45%	---	900
C	5%	---	600

UNDERLIFTING QUOTAS:

$$\text{COMPANY B} = \frac{1000 \times 900}{1500} = 600$$

$$\text{COMPANY C} = \frac{1000 \times 600}{1500} = 400$$

PRODUCTION DISTRIBUTION

<u>COMPANY</u>	<u>PRIMARY QUOTA</u>	<u>UNDERLIFTING QUOTA</u>	<u>TOTAL</u>
A	2500	---	2500
B	2250	600	2850
C	250	400	<u>650</u>
			6000

COMPENSATION OF UNDERLIFTING

METHOD II

A PERCENTAGE OF THE OVERLIFTING PRODUCTION IS DEDUCTED TO COMPENSATE UNDERLIFTING.

DEPOSIT PRODUCTION: 6000 B/D

<u>COMPANY</u>	<u>SHARE</u>	<u>PRODUCTION QUOTA</u>	<u>OVERLIFTING</u>	<u>UNDERLIFTING</u>	<u>QUOTA SET</u>
A	50%	3000	1500	---	(20%) 600
B	45%	2700	--	900	-----
C	5%	300	--	600	-----

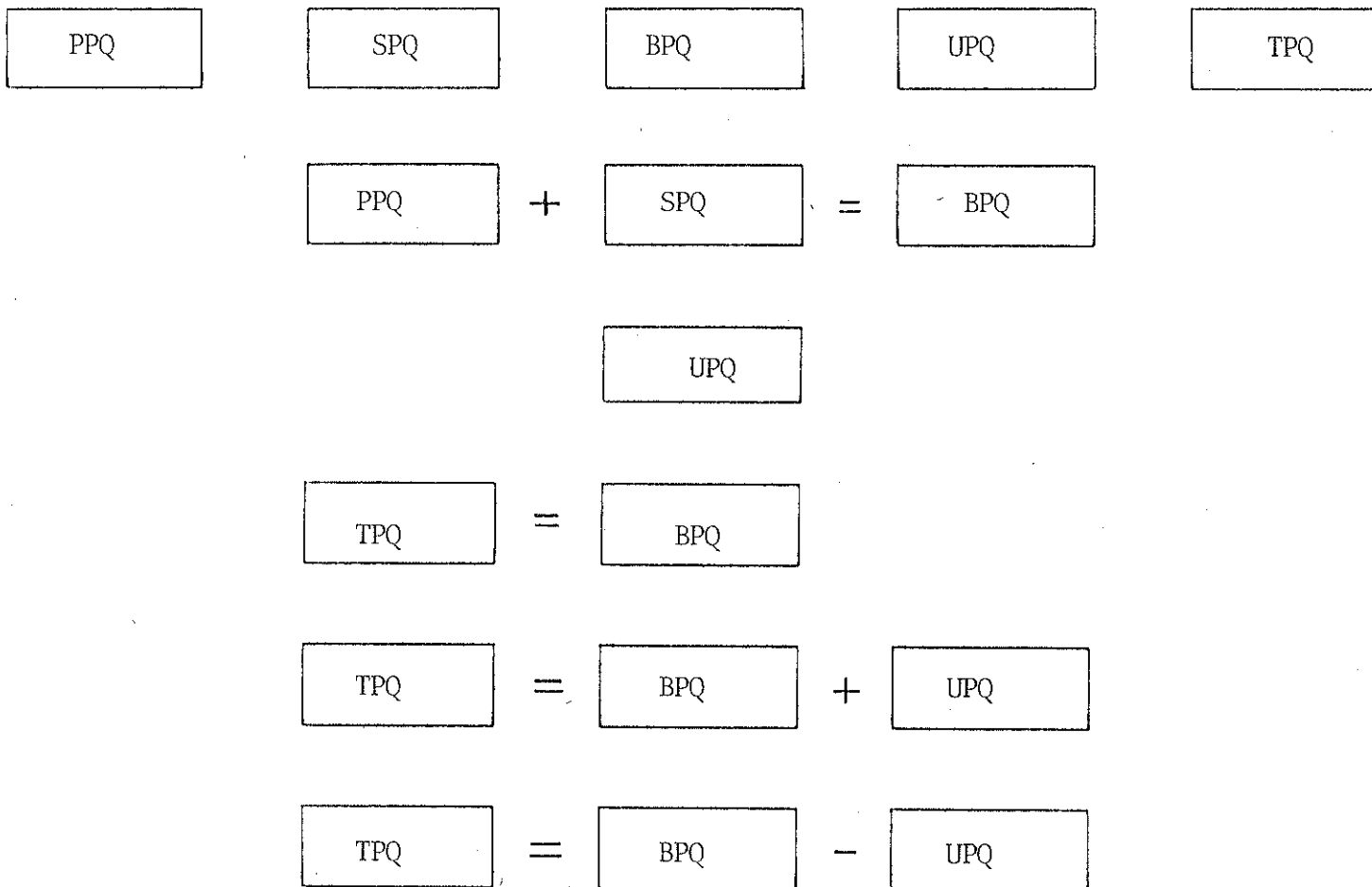
UNDERLIFTING QUOTAS

$$\text{COMPANY B} = \frac{600 \times 900}{1500} = 360$$

$$\text{COMPANY C} = \frac{600 \times 600}{1500} = 240$$

PRODUCTION DISTRIBUTION

<u>COMPANY</u>	<u>PRIMARY QUOTA</u>	<u>QUOTA SET</u>	<u>UNDERLIFTING QUOTA</u>	<u>TOTAL QUOTA</u>
A	3000	-600	-----	2400
B	2700	--	-----	3060
C	300	--	-----	<u>540</u>
				6000



PRODUCTION QUOTAS

EFFECTIVE DATE

STATE

OPERATOR "B"

OPERATOR "A"

1971

1963

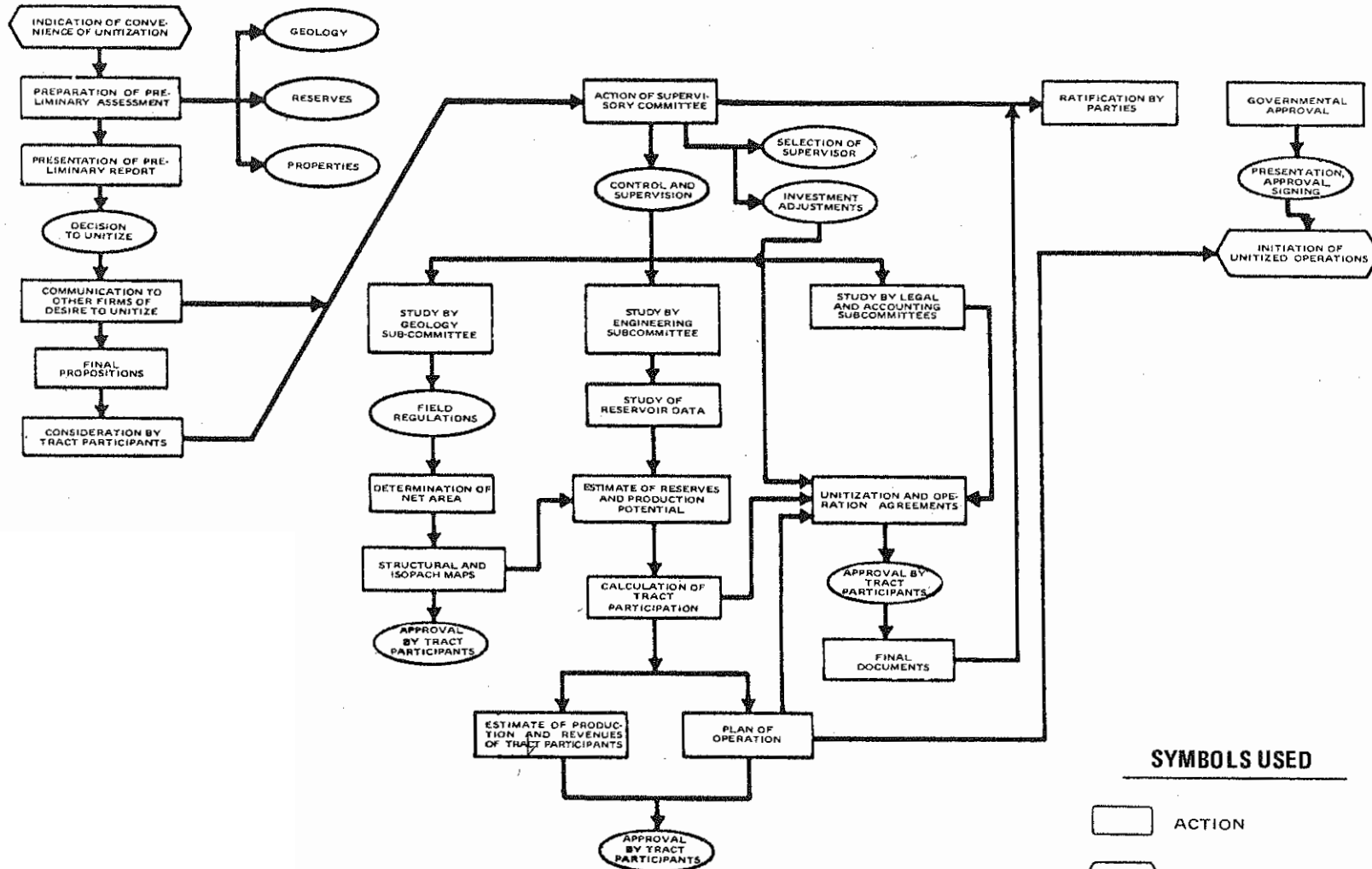
1962

1963

1962

1974 UNITIZATION

PLANNING AT THE NATIONAL LEVEL



SYMBOLS USED

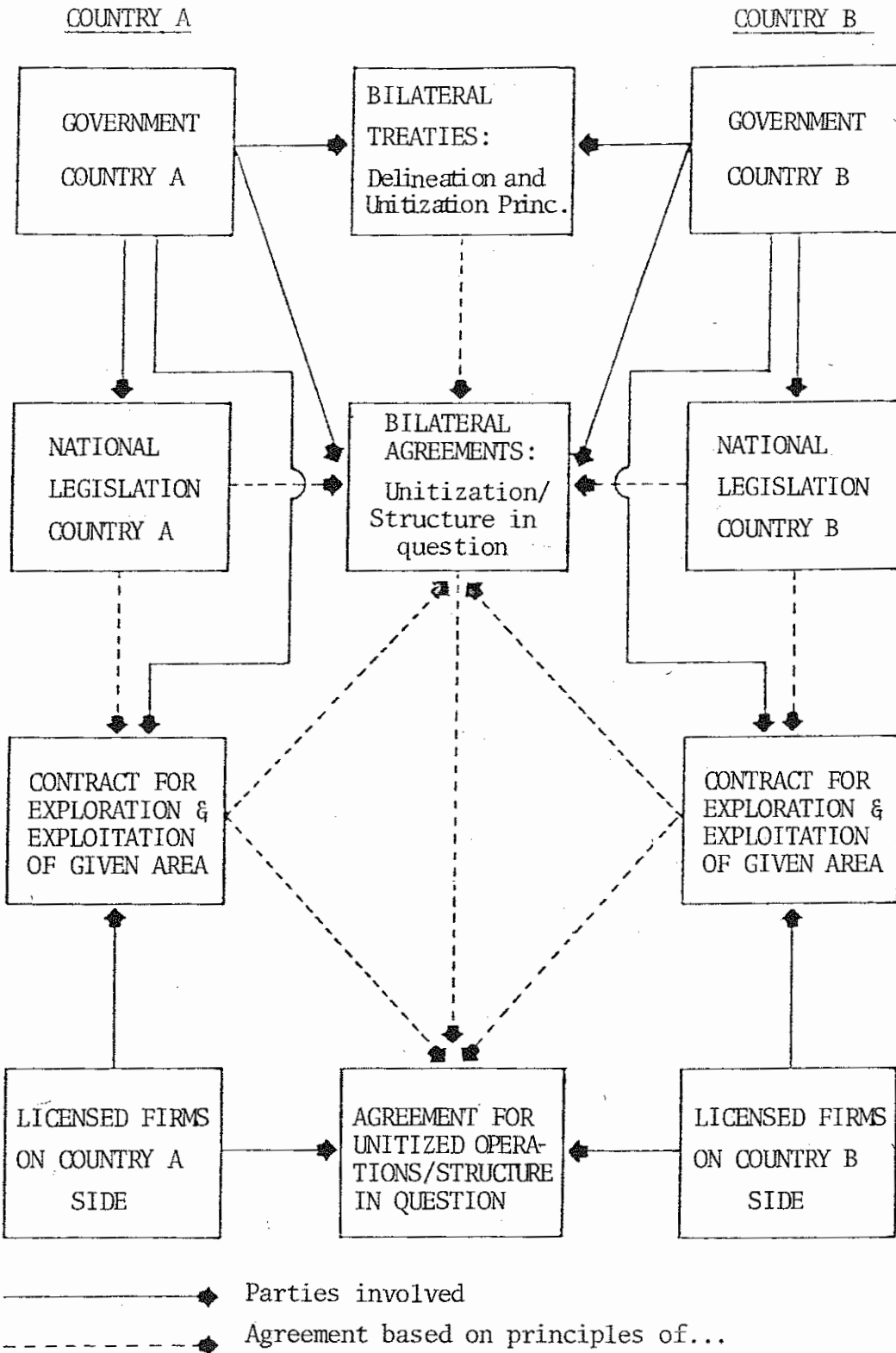
- ACTION
- DECISION
- CONSIDERATION
- OPERATIONAL SEQUENCE

AGREEMENT TERMINOLOGY

1. PETROLEUM
2. NATURAL GAS
3. OIL
4. PETROLEUM RESERVOIR (DEPOSIT)
5. BASIC ATMOSPHERIC CONDITIONS
6. BARREL
7. UNITIZED DEPOSIT
8. UNITIZED AREA
9. UNITIZED PETROLEUM
10. PARTY
11. COMMITTED GOODS
12. COMMON GOODS
13. UNITIZED GOODS
14. OPERATOR
15. UNIT OPERATOR
16. JOINT ACCOUNT
17. GROSS PRODUCTION
18. DAILY PRODUCTION RATE
19. EXPLOITATION RIGHTS
20. BASIC PRODUCTION QUOTA
21. UNREQUIRED PRODUCTION
22. ADDITIONAL PRODUCTION QUOTA
23. TOTAL PRODUCTION QUOTA
24. OVERLIFTING PARTY
25. UNDERLIFTING PARTY
26. SUPPLYING PARTY
27. DEFICIENT PARTY
28. DISABLED PARTY
29. SETBACK
30. PARTY AHEAD OF SCHEDULE
31. PARTY BEHIND SCHEDULE
32. PROGRAM OF INDUCED RECOVERY
33. RECOVERABLE RESERVES
34. REMAINING RESERVES

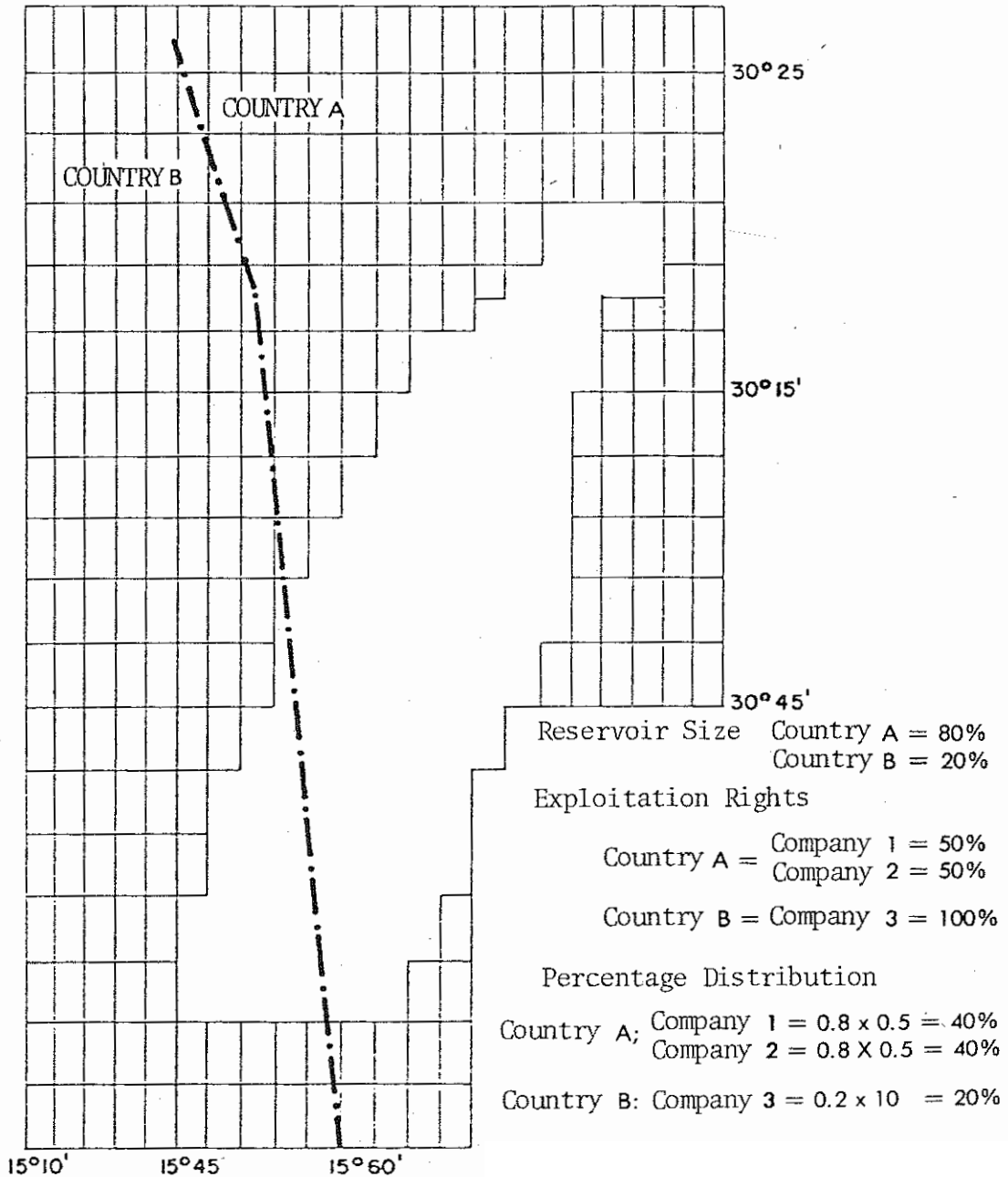
PLANNING AT THE INTERNATIONAL LEVEL

1. "If one same geological structure or mineral bed, of hydrocarbons or natural gas, should extend beyond the line of demarcation and should part of that structure or field lend itself to total or partial exploitation from the other side of said line of demarcation, the contracting parties, after having held suitable technical consultations, shall make an effort to reach an agreement on the most effective way to exploit that structure or field and on the way in which the costs and benefits relative to such activities will be shared".
2. In the event that any of the contracting parties should decide to undertake or permit drilling activities for exploration or exploitation purposes within one nautical mile from the line of demarcation, he shall notify the other party/ies of such activities.
3. The reservoir or deposit that extends on both sides of the line of demarcation shall be exploited in such a way that the distribution of the volumes of the resource extracted from the said reservoir or deposit will be proportional to the volumes found on each side of that line.
4. If a geological structure of field of petroleum or any other mineral should extend beyond the dividing lines, the contracting parties, in accordance with the operators, shall attempt to sign an agreement on the most efficient way to exploit the field and to share the production.



UNITIZATION AT THE INTERNATIONAL LEVEL

RESERVOIR SIZE AND TRACT PARTICIPATION AT THE INTERNATIONAL LEVEL



RATIONAL USE OF ENERGY IN ELECTRICITY PRODUCTION: THE EXPERIENCE OF EL SALVADOR

Francisco E. Granadino

ELECTRICAL ENGINEER
EXECUTIVE DIRECTOR

1. INTRODUCTION

Central America is a region whose natural energy resources are limited to a few sources of primary energy such as organic, hydraulic, geothermal and hydrocarbon resources.

When the word "energy" is mentioned, it is usually associated with the concept of electricity which is, in reality, the by-product of a transformation of primary energy; and thus, it is termed secondary energy and utilized as such for human consumption.

El Salvador with an area equivalent to 5% of that of Central America, and a population approximately 25% of the total population of the region, holds a prominent place as a producer of electric power with a combination of hydroelectric, conventional steam, gas turbine and geothermal power plants and a transmission system forming a grid providing a reliable supply of electricity, a very important component in the economic and social development of the country.

The use of electricity was initiated in El Salvador at the beginning of the present century; first in the residential sector; later in the commercial sector; and finally in the industrial sector. It was produced in small gasoline or diesel plants; as demand increased, the alternatives of commercial exploitation through small private enterprises was considered and small hydroelectric and thermal plants were built without any thought to demand projections.

2. THE ELECTRIC POWER MARKET

2.1 INSTITUTIONAL DEVELOPMENT

The technological development following the Second World War made its impact in El Salvador and brought about industrial development which, added to the population increase and the reduced size of its territory, resulted in demands for electricity which could not be met with the generating means available in the 40's.

The uncontrolled increase in demand, and the inadequacy of the private enterprises to meet it, urged the creation of the Lempa River Executive Hydroelectric Commission (CEL), by legislative decree in 1948, as an Autonomous Public Service Agency, to solve the problem of the supply of electricity required by El Salvador's economic and social development.

With the commissioning in June 1954 of the first unit with a capacity of 15 MW for the "5 de Noviembre" Hydroelectric Plant (the first hydropower development by CEL), a new era was initiated in El Salvador, in which the existing restrictions to the use of electric power disappeared.

To date, CEL has a hydrothermal generating system composed of modern power plants with an installed capacity of 455 MW, which

meets the demand of much of the national electricity market; this systems supplies 90% of the national power demand.

In the year 1981, CEL's by-laws were modified by Executive Decree to incorporate the following within its objectives: "to develop, preserve, administer and utilize the energy resources of El Salvador".

Within those objectives, CEL, as the entity responsible for the electric power sector, set the following policies:

- To undertake demand projections and system planning so that the electricity supply will anticipate the demand.
- To utilize in a rational way the existing natural resources for electricity generation.
- To study and promote measures for the rational use of energy by consumers.
- To maintain an on-going program of research on non-conventional sources of energy.
- To extend the benefits of electricity to the majority of the inhabitants of the country.
- To make rational use of the external and internal sources of financing.

2.2 DEMAND DEVELOPMENT

An acute shortage of electricity existed in El Salvador prior to CEL's initial operations in June 1954. By the middle of this century, the installed capacity in El Salvador was 33 MW, of which 50% was supplied by private utilities and the other 50% by 200 small plants used in the industrial sector.

With the availability of an unrestricted supply of electricity, the demand increased rapidly in the first years, reaching an historic increase

in both power and energy of 10.5% annually, that is, they doubled every 7 years. For the purpose of demand projections, transmission and distribution losses are estimated as 15% of net generation, while the maximum demand of the systems is determined by applying a constant load factor of 0.57 to the net generation projections. Figure 1 indicates demand and installed capacity for 1954.

2.3 DEMAND COMPOSITION, PERCENTAGE-WISE

The magnitude of consumption requirements have changed since the start of electricity generation by CEL, with the industrial sector always leading in the demand for energy, followed by the residential, commercial and government sectors, in that order.

The following table shows the evolution of the breakdown of demand in percentages:

	1977	1981	
Industrial	45.5%	466.1 GWh	38.9%
Residential	26.6	383.1	31.9
Commercial	13.5	165.0	13.8
Government	14.7	185.4	15.4
	100.0	1,199.6	100.0

3. ELECTRICITY GENERATION IN EL SALVADOR

3:1 HYDROELECTRICITY

With the aim of developing, preserving, administering and utilizing the resources capable of electricity generation in El Salvador, CEL policy was oriented to the exploitation of its natural resources; and it was precisely for this reason that the institution was named as an Executive Commission to exploit the hydroelectric potential of the Lempa River for the benefit of the country.

The Lempa River, the largest river in Central America on the Pacific side, has the greatest hydroelectric potential in El Salvador, with an international basin of 20,000 square kilometers, half of it in El Salvador.

The exploitation of its hydroelectric potential was planned from the start through a series of cascade projects (See Figure II) for a total of 1,404 MW of power and 4,499 GWh of mean energy, of which 232 MW of installed capacity and 1,132 GWh of mean energy have been developed, 17.2% and 26.3%, respectively, of its total potential.

The hydroelectric projects in the Lempa River current are as follows:

	TOTAL MW	CURRENT YEAR MW	YEAR	GWH/ YEAR
Guajoyo	* 15	* 15	1963	* 54
Zapotillo	120			422
Paso del Oso	40			152
Cerrón Grande	270	135	1977	515
5 de Noviembre	202	82	1954	762
El Tigre	540			1,718
San Lorenzo	180	** 180	1983	722
San Marcos	52			208
	<u>1,404</u>	<u>232</u>		<u>4,499</u>

*Cancelled when Zapotillo is in operation

**Lempa River development: 30.5% of power and 43.1% of energy when San Lorenzo is in operation.

Most of the rivers in El Salvador have small volumes, with flows of less than one cubic meter during the rainy season and no flow at all during the dry season. The larger rivers are a source of additional hydroelectric potential for the Lempa River.

The available hydroelectric potential is as follows:

Lempa River	1,404 MW
Rivers with permanent flow	60
Lakes (Ilopango, Olomega)	45
Rainy season rivers	<u>43</u>
	1,552 MW

3.2 THERMOELECTRICITY

In order to meet the market's increasing demand, conventional thermal plants were incorporated into the planning of CEL's electrical systems, to back up hydropower generation due to the irregular hydrology of the Lempa River basin, thus reaching an installed of 128.2 MW, as follows:

Steam Power Plant	63 MW	1966-1969
Gas Turbine Power Plant	65.2 MW	1972-1973

The addition of the thermal plants to the system was totally justified then as the best technical and economic alternative.

3.3 GEOTHERMOELECTRICITY

Geothermal investigations were initiated in El Salvador in 1964 to establish the existence of geothermal resources suitable for electrical generation.

This research, intensified in the 70's, identified the geothermal field of Ahuachapan with an estimated capacity of 100 MW.

At the same time, investigation in other areas of the country where endogenous manifestations were visible were carried out, identifying the geothermal fields of Berlin, San Vicente and Chinameca in the eastern section of the country and Chipilapa close to the Ahuachapan field.

The investigations were successful; a geothermal plant with an installed capacity of 95 MW was put in operation in Ahuachapan, while establishing the feasibility of another plant at

Berlín and possibilities of tapping this natural resource at Chipilapa, San Vicente and Berlín.

Available data estimate the capacity of geothermal electric power generation as follows:

Ahuachapan Plant	95 MW (in operation since 1975)
Berlín Plan	55 "
Chipilapa Plant	55 "
San Vicente Plant	55 "
Chinameca Plant	35 "
	<u>295 MW</u>

3.4 INSTALLED CAPACITY

The installed capacity of the electricity generating system has increased in an orderly manner from the year 1954 to date, from 30 MW to 455.2 MW in 1982, with the following breakdown:

Hydroelectricity	323 MW	51.0%
Geothermoelectricity	95 MW	20.9%
Thermoelectricity	128.2 MW	28.1%
	<u>455.2 MW</u>	<u>100.0%</u>

The historical trend of the installed capacity is shown in Figure III, with a large hydroelectric component since the beginning. Recently, from 1975 on, with the geothermal component, the installed capacity based on natural resources is 72% of the total. When the San Lorenzo Hydroelectric Plant goes onstream this year, the percentage of installed capacity based on natural resources will be 80%, as follows:

1984

Hydroelectricity	412 MW	64.9%
Geothermoelectricity	95 MW	15.0%
Thermoelectricity	128.2 MW	20.1%
	<u>635.2 MW</u>	<u>100.0%</u>

4. ENERGY CONSUMPTION IN INDUSTRY

The industrial sector is predominant in the consumption of electricity, with 47% of the total demand; nevertheless, due to the socio-economic crisis in the country, its participation has decreased to 39%.

Three forms of energy participate in the workings of the industrial sector: oil, bagasse and electricity. Of the three, the one with the greatest participation is oil, with 47%; followed by sugar cane bagasse, with 37.5%, and then electricity, with 15.5%.

In 1981 the consumption of energy in the industrial sector, by products, was as follows:

	Total	%
Electricity	449	15.5
Fuel oil	1,058	36.6
Diesel oil	242	8.4
Bagasse	1,079	37.3
Others (oil products)	63	2.2
	<u>2,891</u>	<u>100.0</u>

The high percentage of the oil products is clearly shown with its 47.2% of the total energy consumption in industry. This percentage clearly indicates the need for rationalizing their use, they are foreign imports, with a heavy impact on the balance of payments of the country.

Electricity participation is 15.5%, and there is a distinct upward trend due to the substitution of diesel generation by electricity. Except for small quantities used in station service at the refinery, diesel is burned to produce steam for heating processes. The relative increase in electricity suggests that the new industries are of the electricity-intensive type, such as textiles, shoe manufacturing, etc., in lieu of the steam-intensive industries such as sugar refineries.

The rational use of energy is evident in the industrial sector; studies are required to determine the efficiency of energy consumption in the different

industries, possible substitution of one form of energy by another, and the cost of modifications or substitutions in the industrial processes in order to obtain better efficiencies.

There is no definite policy in El Salvador regarding the steps to be taken by the public and private sectors with respect to the rational use of energy in the industrial sector, although there are plans to implement audits.

Within the program to strengthen energy planning capacity, sponsored by the Inter-American Development Bank, CEL will undertake a study in the "Planning of Energy Conservation and Energy Audits". The private sector, with assistance from the Central American Institute of Research and Industrial Technology (ICAITI), will do a series of audits in a great many firms.

The structure of energy consumption for the year 1982 is shown in Figure IV.

5. THE ENERGY PICTURE

Whithin the reality that we live in, we must state as best as we can the energy features of our universe and, in this context, fix the horizons we are intending to reach.

In any case, it is necessary to know the historical behavior of the energy sector so that we might derive a diagnosis and ultimately put forward autonomous and non-autonomous projections, in accordance with historical antecedents and socio-economic policies of national benefit.

5.1 DEMAND SITUATION

From the historical energy balances, it was determined that the energy sector had uniform growth for the period 1970 - 1979 (with a rate of approximately 5%), with a marked decline for the periods 1973 - 1974 and 1978 - 1979, the first due to the world energy crisis and the second to the socio-political situation of the country.

The 1982 energy consumption in El Salvador was as follows:

SECTOR	%
Industrial	16.5
Residential and Commercial	67.7
Transportation	14.2
Government	0.9
Others	0.7
	<u>100.0</u>

The above consumption was met by the following secondary energy sources:

SOURCE	1979	1982
Electricity	5.0%	5.4%
Oil Products	29.0%	24.2%
Woods	59.0%	64.8%
Bagasse	6.8%	5.5%
Others	0.2%	0.1%
	<u>100.0%</u>	<u>100.0%</u>

Percentage-wise, the composition of energy consumption and energy supply for the period 1970 - 1978 is similar to that of 1979. It is important to point out the large participation of the residential and commercial sector due to the incidence of the use of firewood in domestic consumption, as well as the transportation sector, whose overall 14.2% figure includes 59% of the consumption of oil products.

Among the sources of energy, wood contributes massively with 64.8%, followed in magnitude by oil products, with 24.2%.

5.2 SUPPLY SITUATION

At primary energy levels, we must know what sources of energy we depend on and we must quantify the availability of the same.

Considering energy imports in 1982, oil was the traditional source that supplied our market in its totality in the transportation sector; 42% in the industrial sector; and 3.2% in the residential and commercial sector.

The availability of oil is quite assured for the time being, due to the agreement with Mexico and Venezuela; nevertheless, it is convenient to investigate the possibilities of coal supplies and the eventual use of thermo-nuclear energy.

The natural sources of primary energy are: organic resources which account for 91.2% in the residential and commercial sector and 45.5% in the industrial sector; and the hydro and geothermal resources with a 5.0% incidence in the industrial, residential and commercial, and government sector because of the use of electricity.

It is also important to establish how many inhabitants depend on each source in order to know the priorities and/or implications of the energy policies.

The approximate figures of the beneficiaries of the different forms of energy have been determined as follows:

Electricity	300,000	customers
Oil Products	137,000	vehicles
Wood	3,300,000	users

The tremendous impact of the use of wood in the energy sector is clearly shown.

5.3 ENERGY PLANNING

Energy planning is nothing more than the sequence of actions that are initiated with a view to understanding the energy sector through the historical energy balances, followed by a diagnosis of the situations so that the autonomous and non-autonomous hypotheses can be established for the development plans.

Energy balances are used in this process as tools to guide the planning processes.

Energy planning incorporates within its elements the diagnosis of the sector, which includes an analysis of the absolute tendencies and an historical analysis of structures; the evolution of the principal economic and social variables as related to energy and the trends shown by macroeconomic indicators. Energy demand is also projected by sectors, products, and globally.

5.4 NET ENERGY CONSUMPTION STRUCTURE -1982

The chart on the following page presents the 1982 structure of net energy consumption.

6. THE ENERGY PROBLEM IN EL SALVADOR

6.1 THE ENERGY PICTURE

The Salvadorean society faces the energy problem through three types of energy, each one with its own impact:

Oil products, in the context of national energy problems, are characterized by a high degree of foreign dependence, high costs and outflow of foreign exchange. Without doubt, they are a form of energy that we will depend on in the short and medium terms, but alternatives must be found to substitute them. This form of energy has a great impact on national economy and substantially affects the transportation and industrial sectors.

Wood is an energy product that affects a very large proportion of the inhabitants, in particular the low-income, rural domestic sector for which wood is the only source of energy. Wood is a form of energy used traditionally and incorporated massively into national energy problems, with social implications as well as ecological impact due to the deforestation effect.

1982 STRUCTURE OF NET ENERGY CONSUMPTION

%	SECONDARY ENERGY	T.cal	SECTORS	%	
5.4	Electricity	1119.6	Industrial	38.0	2.06
			Residential	30.7	1.67
			Commercial	13.4	0.73
			Government	17.9	0.97
				100.0	
24.2	Oil Products	4970.8	Industrial	28.6	6.93
			Residential & Commercial	9.0	2.17
			Transportation	58.8	14.22
			Non-identified	0.8	0.18
			Non-energy	2.3	0.56
			Government	0.5	0.12
	100.0				
64.8	Wood	13324.6	Industrial	2.7	1.75
			Residential	97.3	63.04
	100.0				
5.5	Organic Material	1130.5	Industrial	100.0	5.50
0.1	Others Charcoal & coke	20.0	Industrial	29.5	0.03
			Residential	70.5	0.07
	100.0				

Electricity is another of the types used in El Salvador, with the characteristic that it is a desirable form of energy that can be produced by local renewable natural resources or by oil products. Electricity is one energy product that supports the economic development of the country in spite of its small role in the energy sector, but it is an indicator of the way in which the economy of the country develops.

Now that the energy supply problem has been laid out in terms of the above three types of energy, the question arises: What can we do?

6.2 FORMULATION OF ENERGY POLICIES

The problematic situation facing the energy sector, due to limitations for the supply of energy, has a common denominator: efficient use.

The actions to be taken in coping with this problem can be summarized as follows:

As for oil products, we must increase their efficient use and seek to substitute them by other sources of renewable energy such as hydroelectricity, geothermoelectricity and ethyl alcohol.

Wood must be consumed with greater efficiency by means of stoves of the closed-fire type, which double efficiency; in addition, plans should be implemented including energy forests and substitution of part of the wood consumption by cheap renewable sources of energy such as methane gas and cow manure.

Electricity must also be used with better efficiency; research must be speeded up on other renewable energy sources such as the sun and wind, also capable of producing electricity, as well as on electrical interconnections with neighboring countries.

7. CONCLUSIONS

A close follow-up of the behavior of electricity demand and the adequate outfitting of its different projects has permitted CEL to maintain a firm supply to cover national needs.

With this implementation policy, priority has been given to the use of natural resources in order to provide all the electric power from such resources. This objective was finally reached in 1979 when the installed capacity based on natural resources met all of El Salvador's requirements of electric power and energy.

The measures taken to maintain dynamic planning for the electrical system results in projections such as those presented in Figures V and VI.

Associated with the generating system, a grid of 115-kV transmission lines as been designed and built to interconnect the generating plants and transport the electricity to the load centers.

Integrated with the transmission system, a sub-transmission network operating at 44 kV feeds the step-down substation and the related primary distribution lines at 13.2 kV. See Figure VII.

As a complementary unit to the generation and transmission system, a modern Load Dispatch Center has been incorporated to provide for automatic operation of the system. The Load Dispatch Center is 75% complete and has been designed to plan, operate and supervise the generation and transmission system by means of a Real-Time Computer System. This new element in the system will permit more efficient operation thereby improving resource availability within the load curves.

In El Salvador, CEL has implemented electric power operations and transmission systems in keeping with the socio-economic requirements of the country.

8. INDEX

- Figure I CEL System Capacity and Maximun Demand
- Figure II Lempa River Hydroelectric Development
- Figure III Installed Power Structure by Source
- Figure IV 1982 Net Energy Consumption
- Figure V Electric Power Demand and Capacity
- Figure VI Electricity Demand and Capacity Alternatives
- Figure VII Transmission Lines

Figure 1

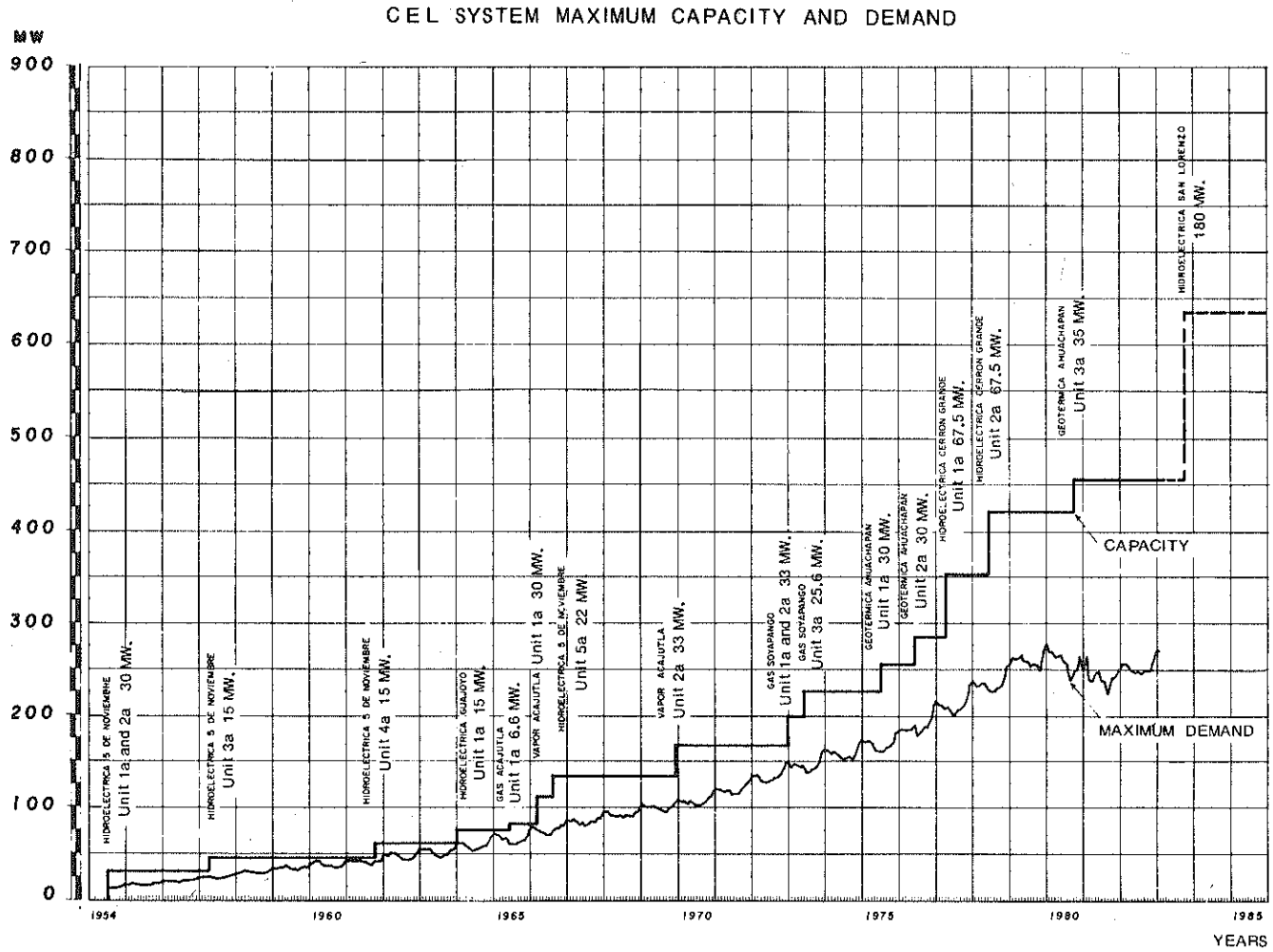
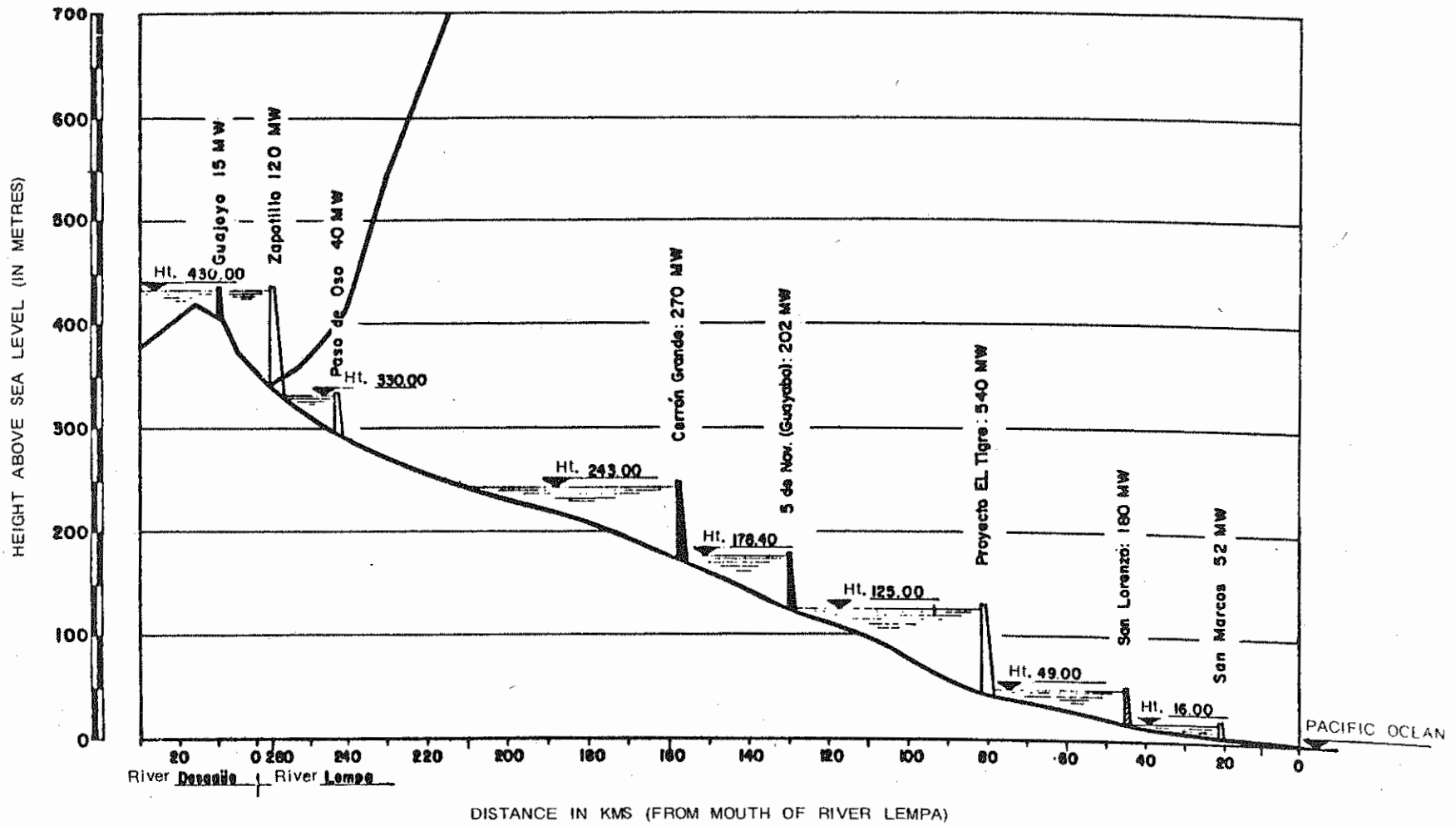


Figure II

LEMPA RIVER HYDROELECTRIC USE



IN SERVICE
 UNDERWAY
 PROJECTED

Figure III

STRUCTURE OF INSTALLED CAPACITY ACCORDING TO SOURCES

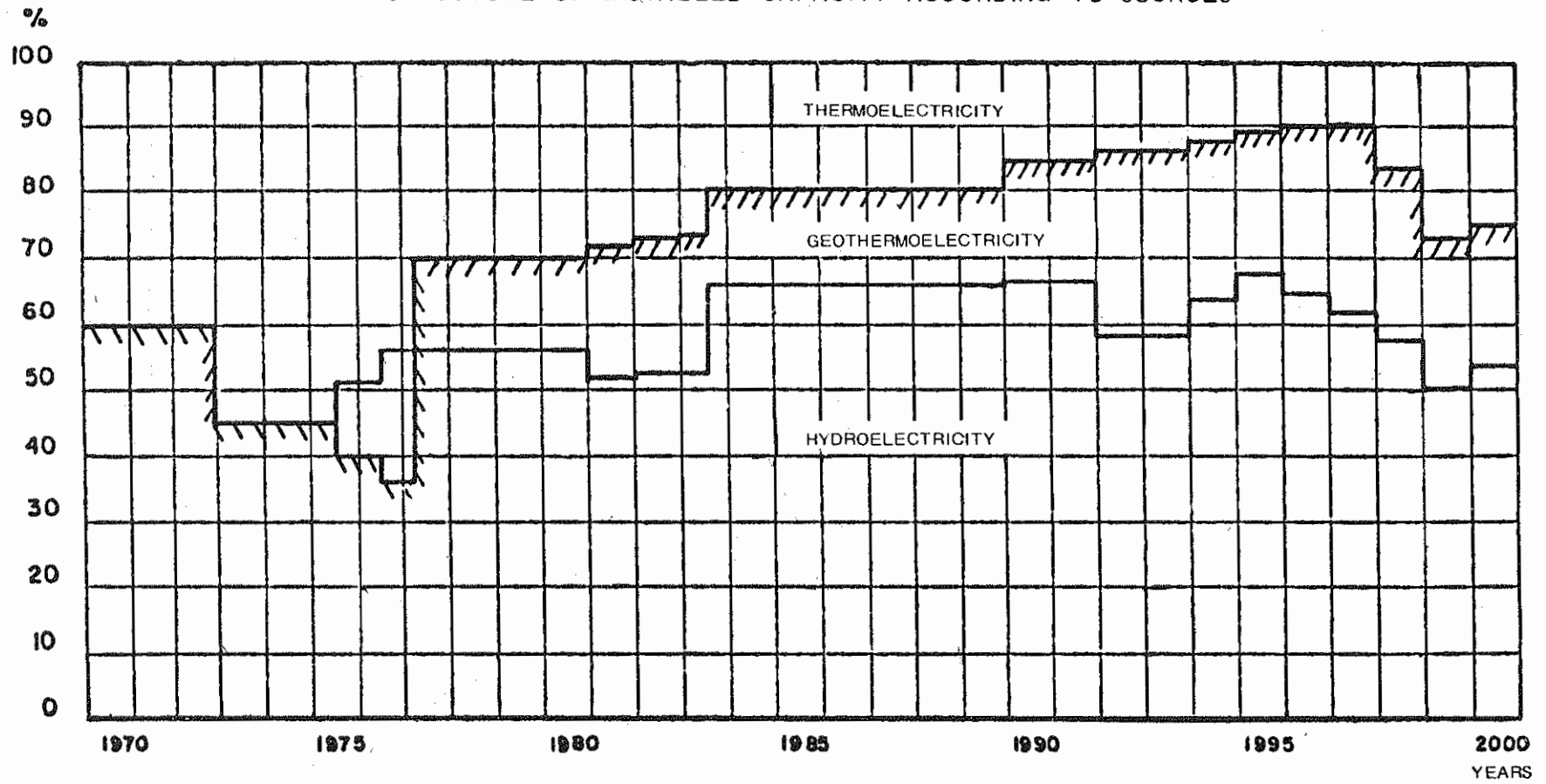


Figure IV
 NET ENERGY CONSUMPTION
 YEAR 1982

STRUCTURE BY SECTOR

Sector	—	<u>TCAL</u>
INDUSTRIAL	16.5	3,388.3
RESIDENTIAL AND COMMERCIAL	67.7	13,919.0
TRANSPORT	14.2	2,923.6
PUBLIC SECTOR	0.9	182.2
OTHERS	0.7	152.4
TOTAL	100	20,565.5

FORM OF ENERGY

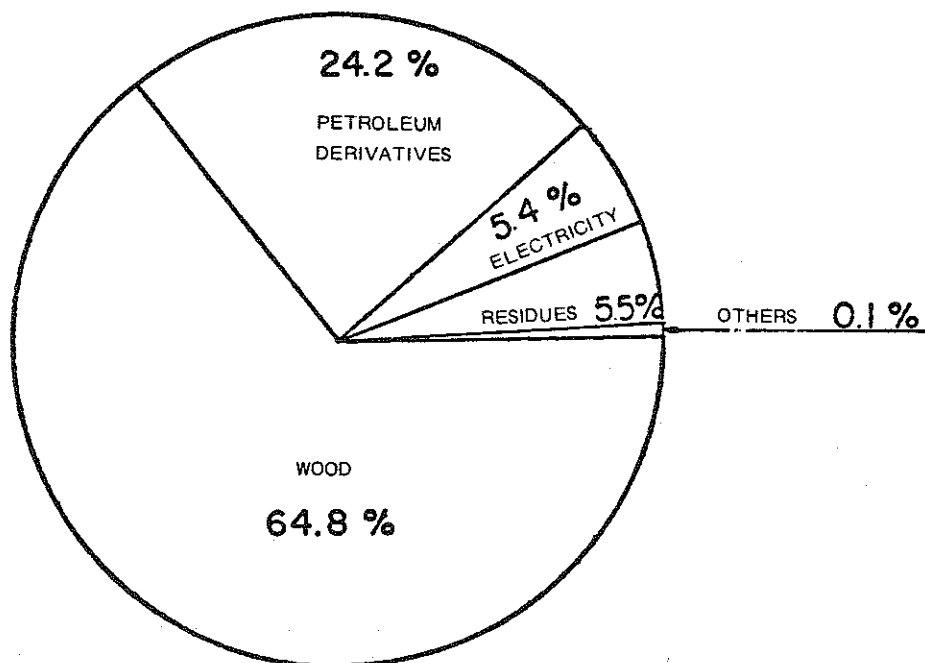


Figure V

ELECTRICAL EQUIPMENT
POWER DEMAND AND CAPACITY

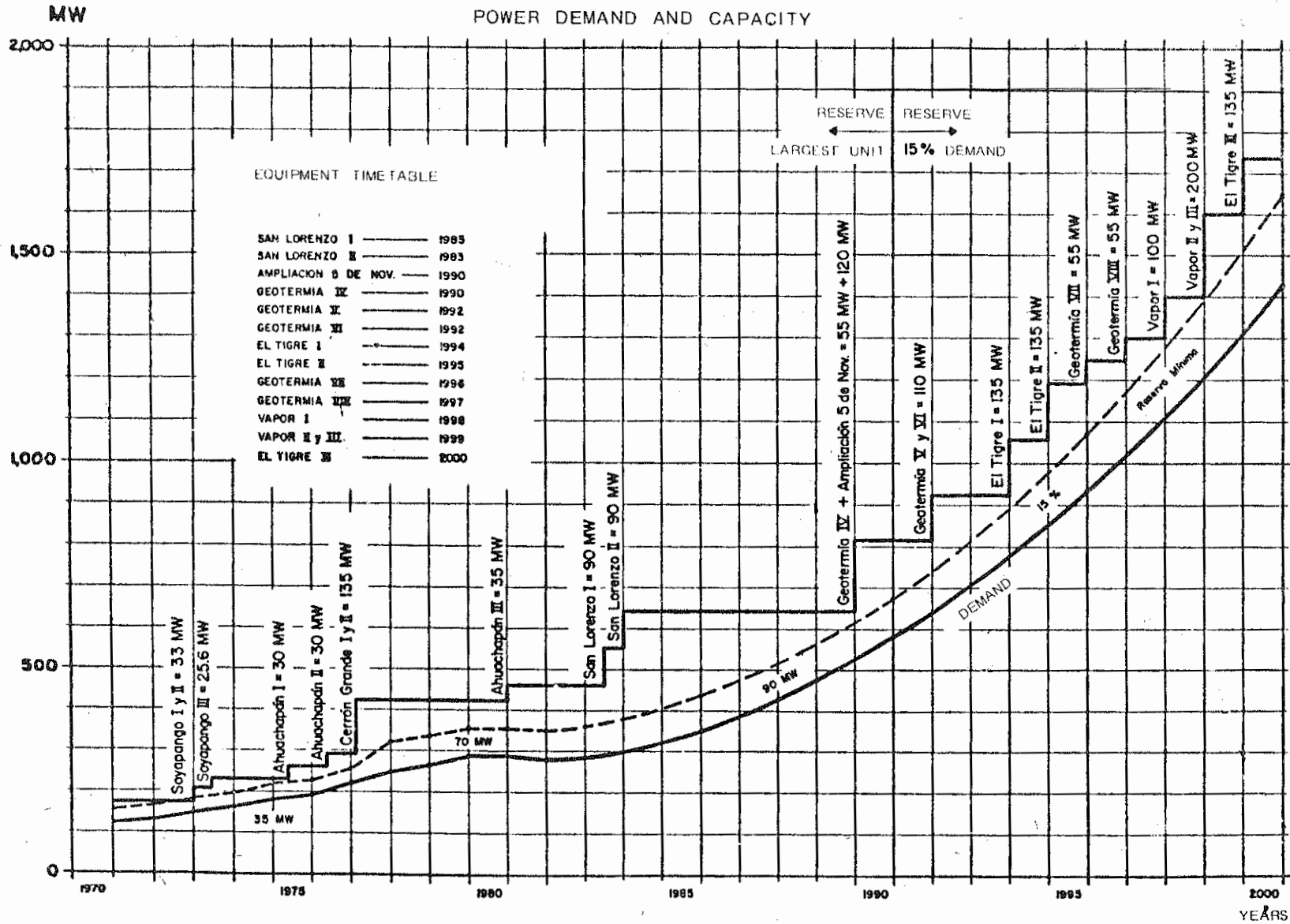
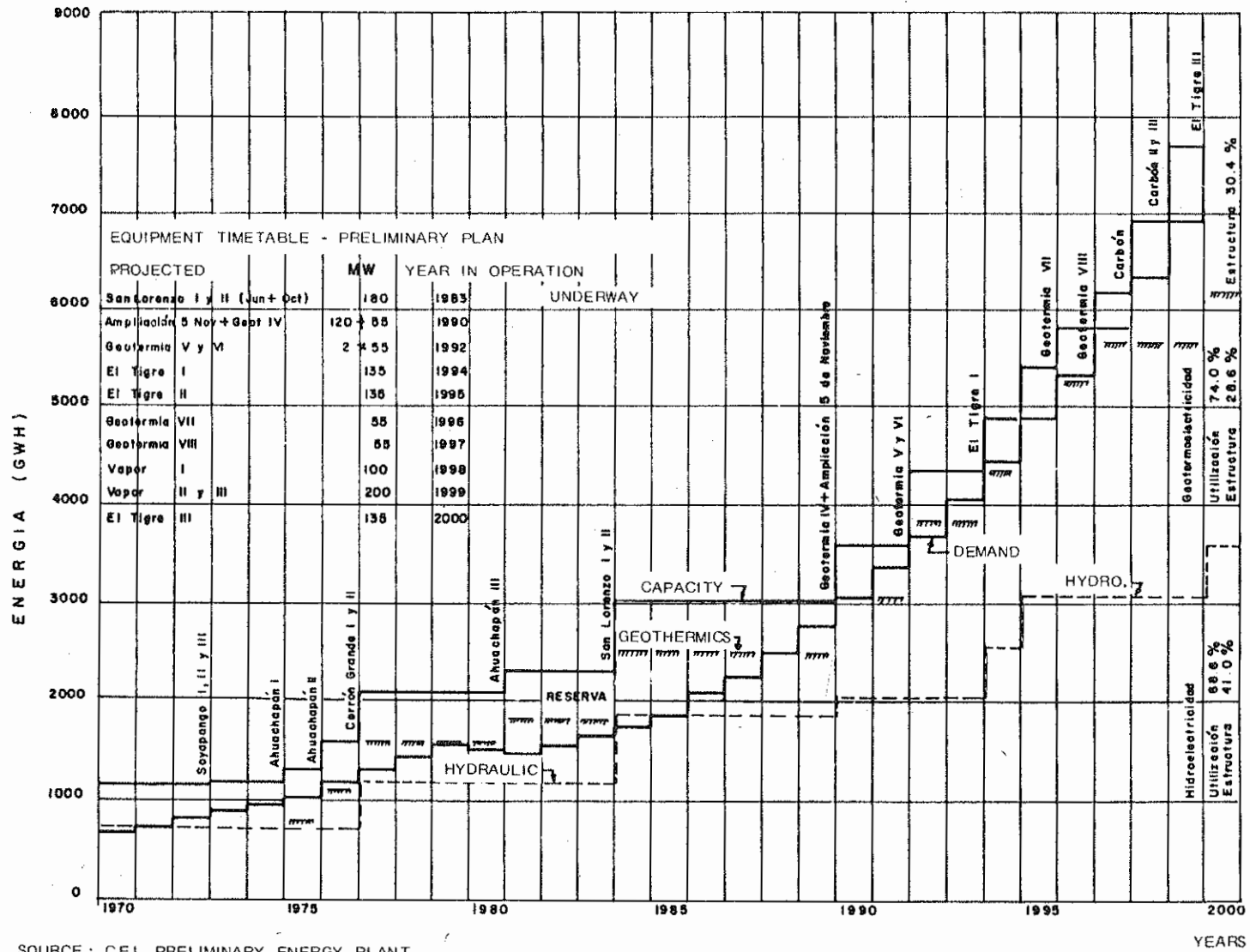


Figure VI

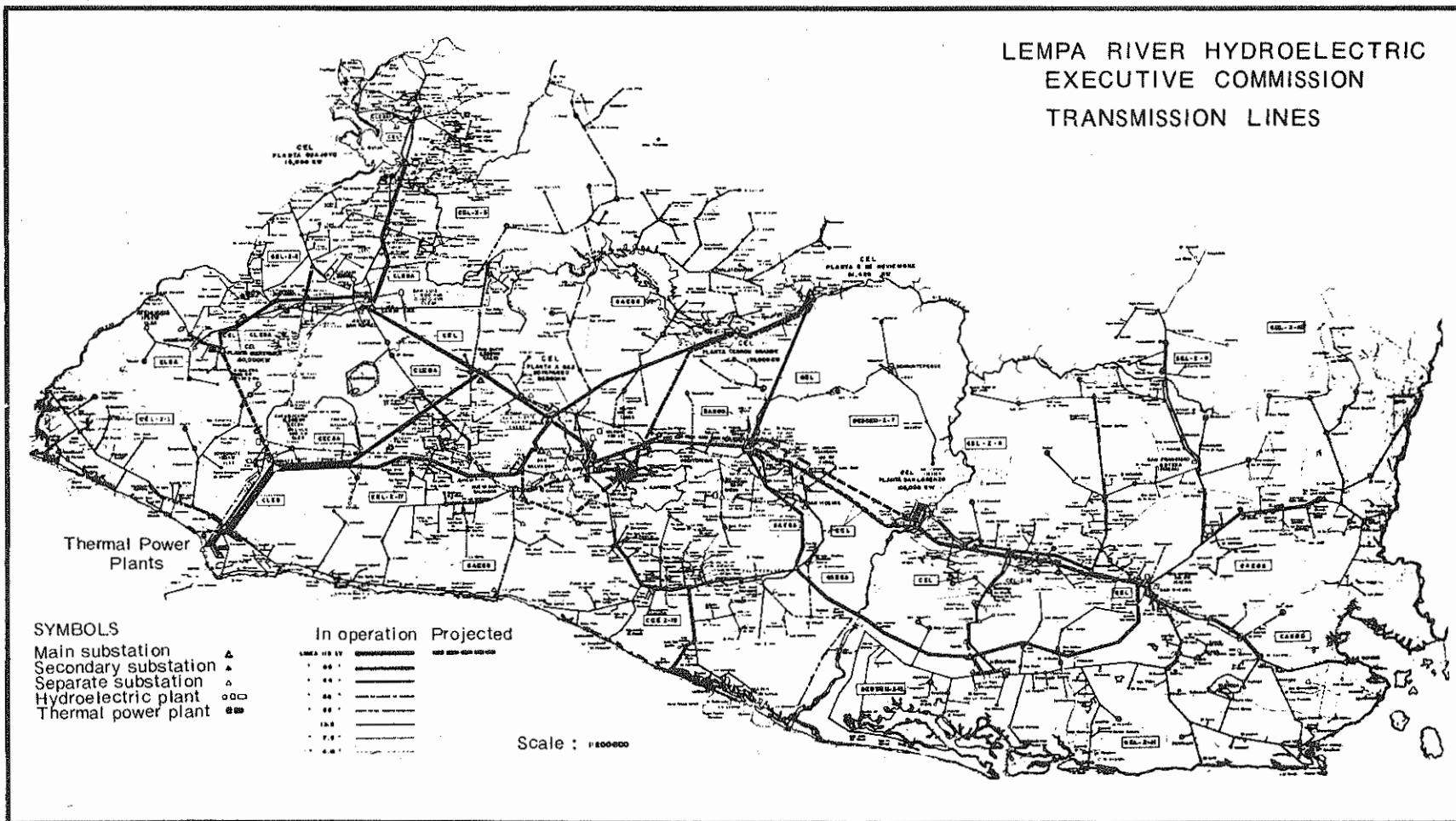
EQUIPMENT OPTION
ENERGY DEMAND AND AVAILABILITY



SOURCE: CEL PRELIMINARY ENERGY PLANT

Figure VII

LEMPA RIVER HYDROELECTRIC
EXECUTIVE COMMISSION
TRANSMISSION LINES



BIOENERGY IN THE ENERGY BALANCE OF LATIN AMERICA

Leonel Lopez Rodas
MINISTRY OF ENERGY AND MINES
OF GUATEMALA

I. INTRODUCTION

Over the last 10 years, the subject of the energy crisis has quickly moved into the forefront, since directly and indirectly it has been blamed for economic and financial problems at the world level. Oil price increases seem to be the main reason behind the energy crisis, which has above all hit the economies of the developing countries.

Currently, while there is great concern about the future trends of petroleum, coal, and nuclear energy, more than half the world's population suffers from a shortage of primary energy resources; and their solution is a daily quest for firewood to cook their food.

More than two billion people are almost totally dependent on firewood and other traditional fuels, including agricultural and livestock residues. It has been estimated that in Latin America approximately 30% of the total population relies on firewood, charcoal, and plant and/or other residues whose efficiency seldom exceeds 8%.

In rural areas, low-income families use only traditional sources of energy. Furthermore, in many developing countries, industry also relies on firewood; and in some nations such as Ethiopia, Haiti, Mali, Nepal and Tanzania, traditional fuels account for more than 90% of global energy consumption. Quantification is difficult, however, for there are few in-depth studies on which to base these values.

Every year up to 930 million cubic meters of wood

are probably burned in the developing countries, along with 400 tons of animal wastes and an equal amount of crop residues. This is equivalent to almost five million barrels of oil per day and represents approximately 30% of the energy used in the developing countries, 100% of the total oil consumption of Latin America and 4% of world energy consumption.

Energy insufficiency is not a new problem in the regions of Latin America, Africa and Asia, where population growth and the need to use more land for agriculture have exerted a strong pressure on the forests. This situation has been further aggravated as higher prices for conventional energy have increased the demand for traditional fuels, especially charcoal and firewood, in urban areas as well, alongside a growing demand for construction materials and pulp. Logically, aside from the ecological problems involved in the microclimate changes experienced by the countries, the poorest are the most affected since they are the ones that can least afford to buy conventional fuels. In some regions it is estimated that the fuel purchases of a rural family may consume 35 to 40% of their income.

As wood becomes increasingly scarcer, people are using more crop residues and manure, thus lowering the yield of their soils and generating additional pressures by requiring more lands for agriculture.

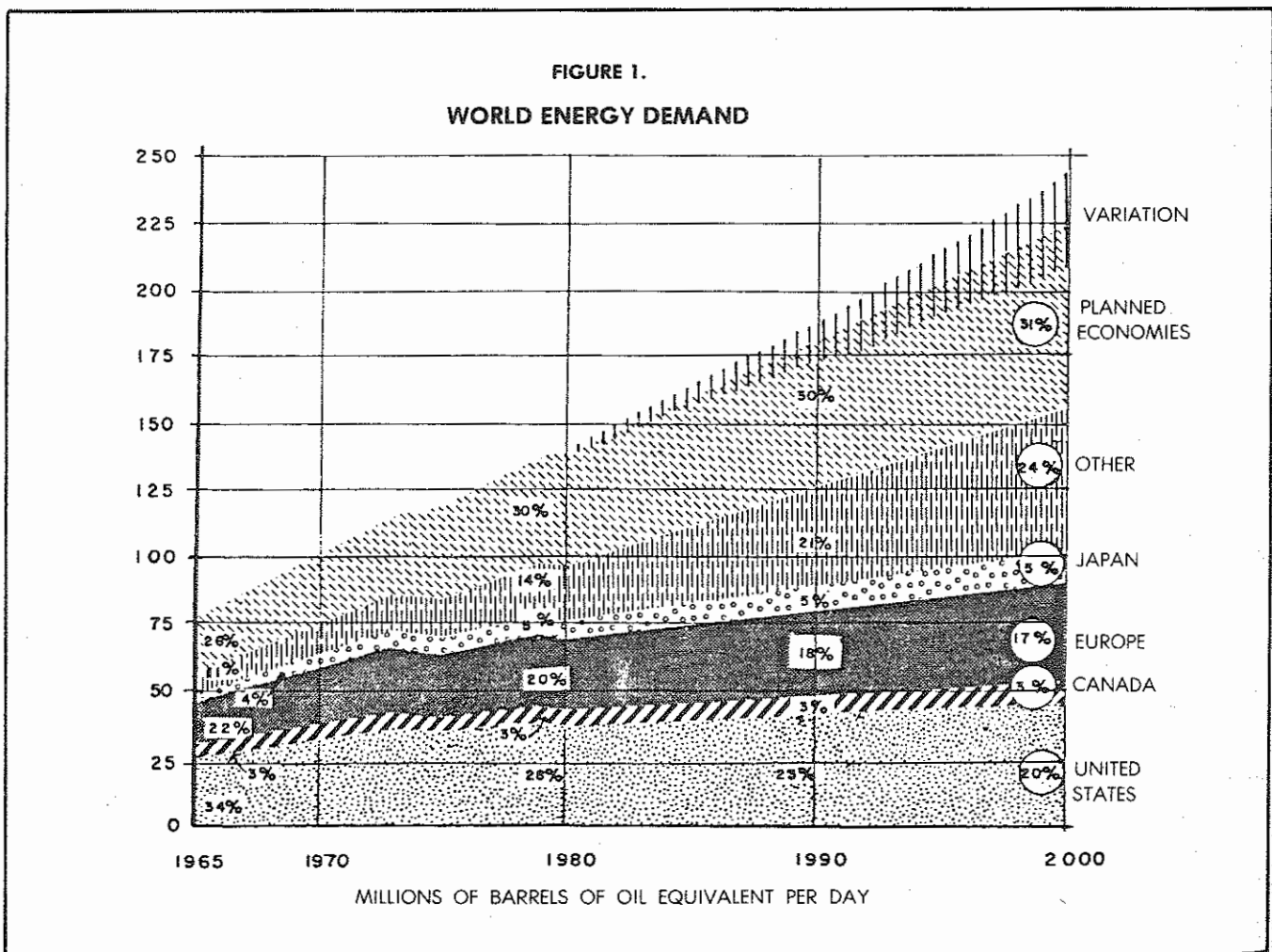
As trees and other plants disappear, soil erosion processes are produced; and riverbeds and other channels are obstructed by sediments. Finally, deforestation reduces the capacity of the land to absorb the excess

carbon dioxide derived from the burning of fossil fuels, and this can give rise to temperature increases and climatic influences worldwide.

Figure 1 is intended as a frame of reference for Latin America's share in world energy demand. Latin America is included in the Third World countries, whose demand in 1980 was equal to 14% of the world total and 50% of the demand of the United States. Likewise, it can be clearly seen that most of the industrialized countries show a strong decline in

demand towards the year 2000, as a result of the anticipated programs for conservation and efficient use of energy in the different sectors of the economy.

One of the fundamental problems in the field of energy in Latin America has been constituted by a lack of information of both the physical and economic types, especially in the field of bioenergy, where possibly only the case of alcohol has a marketing process as such. These fuels have thus been considered "non-commercial" or "marginal" since they are acquired



at a monetary value determined locally between the buyer and the seller, or as the product of a physical effort by the user.

Moreover, there are other factors that complicate the treatment of bioenergy. In the case of firewood, biogas, and plant residues, strong social and cultural influences determine the units of measure; and these vary from country to country. Some of them are "raja" and "tarea", in Guatemala; "raja", "pante" and "carretada", in El Salvador; "guango", in Ecuador; and "carga de burro", in Peru. These refer to measures such as "cords" of wood or to others equivalent to the product of a given amount of labor or to wagon-loads or burro-loads. It is also quite widespread to use the units of measure of a man-load, woman-load or child-load. In certain regions where communication facilities exist, the use of firewood and charcoal is mixed with the use of kerosene, gasoline, and coal.

Other aspects which have made it difficult to generate information on this type of energy source revolve around the fact that, although for large sectors of the population these are the only forms of energy that permit their subsistence, it has been only recently that interest has been aroused among planners, who have been more concerned with analyzing how equipment requirements to satisfy electricity demand can be funded, instead of paying attention to the forms of energy that for many regional countries represent 50 to 75% of the primary-energy structure. These are surprising figures for many who think that firewood and plant residues are forms of energy which belonged to the last century.

II. CHARACTERISTICS OF THE ENERGY PROBLEMS OF LATIN AMERICA

Unlike what is usually heard in the various fora which set out programs to reduce energy consumption, giving the impression that this is large, the current situation of this sector in Latin America and the most optimistic medium-term prospects (1995) are clear-cut in recognizing that the major energy problem of the region is the low level of consumption.

Bearing in mind the non-commercial energy sources (whose utilization efficiency is low), the average per capita energy consumption in the region is 0.73 TOE/inhabitant. This figure amounts to only 16% of the levels of industrialized countries. Meanwhile, commercial energy consumption is 0.54 TOE/inhabitant.

If an analysis is done at the level of countries, the situation is graver still. Of a total of 22 countries under consideration, only six fall within the range of 1.0 to 1.56 TOE/inhabitant; eight in the range of 0.5 to 0.7 TOE/inhabitant; and six in the range of 0.15 to 0.49 TOE/inhabitant. Even assuming a strong growth in per capita energy consumption in coming years, it would probably take between 20 and 30 years for all the countries to reach the minimum level of 1 TOE/inhabitant.

In Latin America it has been estimated that nearly 100 million inhabitants use firewood and plant and/or animal residues as their basic energy feed-stock; and again, these are used with low rates of efficiency.

These inhabitants barely manage to cover their cooking needs with such resources, and they cannot even think about other needs that are just as basic, such as hot-water heating and space heating in areas in which the latter might be necessary. Thus, it is estimated that by 1995 several urban areas of Latin America will not have available a reasonable minimum amount of energy. In rural areas, the situation could be much more difficult since on the average only a few warm areas in the Andean group and the temperate zone of the Plata Basin would have reached these levels.

This kind of analysis can be seen with any energy source, as for instance in the case of electricity, where consumption levels do not amount to even 20% of the European figures and where consumption is concentrated in large urban centers. In addition, it is estimated that in rural areas, the population served by electric power does not exceed 15% of the total.

As a consequence, in Latin America the principal energy problem is constituted by the low levels of per



capita energy consumption among the population, as brought about by socioeconomic problems. However, to these must be added a deficient supply structure and a limited utilization of energy resources.

III. ANALYSIS AND ASSESSMENT

1. IMPORTANCE OF BIOENERGY IN ENERGY SUPPLY

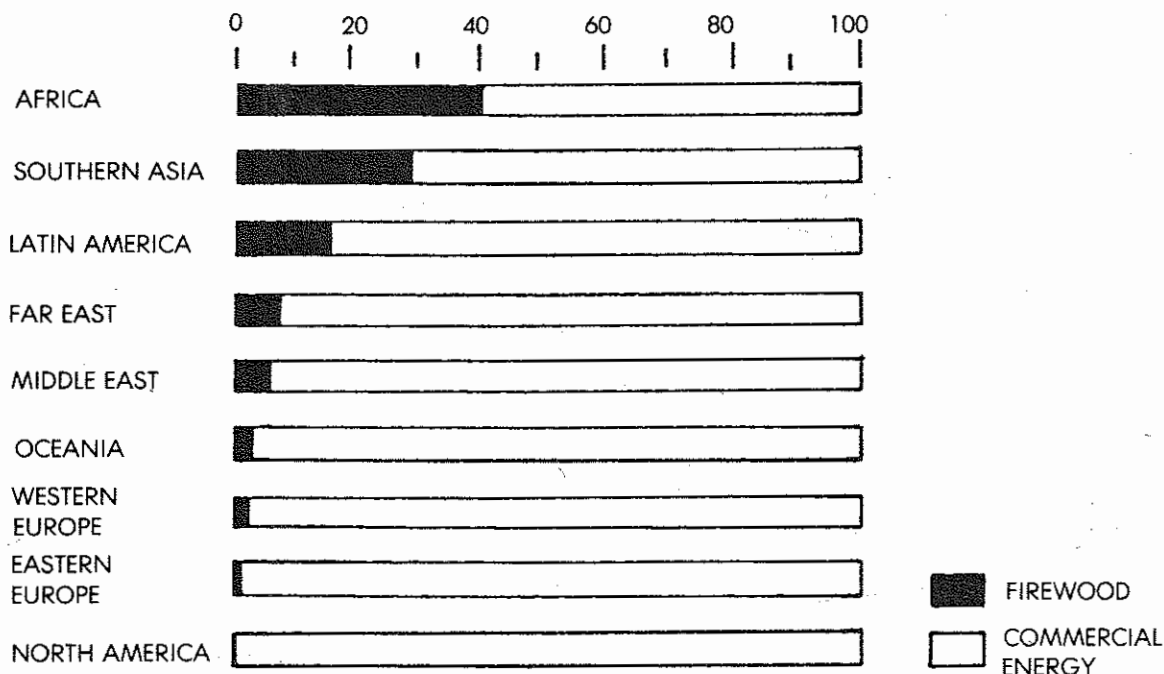
The participation of bioenergy in the Latin American balance is basically through firewood and plant residues (sugar-cane bagasse) within primary energy, and through charcoal and alcohol within secondary energy. For the purposes of this analysis, the primary energy values were taken into account along with the total of

the gross internal supply, in order to determine at the level of secondary energy that bioenergy's share is not significant and that, despite methodological reasons, both firewood and sugar-cane bagasse are assumed to pass through a transformation center but really go directly from production to final consumption, except for those cases in which bagasse is used in co-generation. As a point of reference for situating the importance of firewood in Latin America within the world concert of nations, see Figure 2.

The participation of bioenergy in the Latin American balance is important. In 1978 it was comprised by 19.2% firewood and 5.2% plant residues. At the level of total energy supply, and in keeping with the

FIGURE 2

FIREWOOD PARTICIPATION IN TOTAL ENERGY SUPPLY BY REGIONS



data in Chart 1 (on the Gross Internal Supply of Bioenergy), a quantitative analysis was undertaken in the region for each one of the subregions defined in the energy balance under consideration.

It was determined that in 1970 bioenergy represented 70% of the total supply of Central America, whereas in Brazil it constituted 30%; in the Caribbean 30%; in Mexico, 17.9%; in the Andean subregion 15.7%; and in the Southeast, 8.0%. As can be observed, it is the Central American and Caribbean sub-regions that are characterized by a sizeable production of firewood and plant residues. In fact, in all of the subregions except Mexico, the participation of plant residues was quantified as representing a considerable energy potential.

In 1978 bioenergy accounted for 51.6% of the energy supply in Central America; 37.2% in Brazil; 27.4% in the Caribbean; 12.7% in the Andean sub-region; 11.4% in Mexico; and 6.1% in the Southeast. In the different regions it can be seen that bioenergy's share has been declining; but this is most evident in Central America, the subregion in which between 1970 and 1978 a 5.4% drop was observed. It is worthwhile to note that in the subregions of Latin America which present greater industrial development, there are lower values for firewood production as a form of energy. (Brazil's slight increase could be explained by the growth in the production of sugar cane to manufacture alcohol.) As for secondary products, the charcoal supply was analyzed and found to have growth rates of 16.0% in Central America and 31.8% in Brazil between 1970 and 1978 and to have a smaller share in the production structure of the Andean sub-region (14% less), the Caribbean (13.5%) and the Southeast (20%).

With respect to firewood, the energy balance indicates that there are subregions in which it does not go directly to the consumer but rather to a transformation center (charcoal plant) for production purposes. In the Southeastern and Caribbean subregions, of the total 1978 firewood supply, 45.0% went to charcoal plants; in Brazil, 28.0%; in the Andean subregion, only 4.0%; and in Central America, a mere 1.5%. The foregoing also provides an idea of the regions in which firewood is used more efficiently or as feedstock

for industry, and in which subregions it is burned directly in ovens.

It is also interesting to note that the transformation losses produced during the conversion of firewood to charcoal are quite high, approaching an arithmetic mean of 43%. This means that for each TOE that enters a charcoal plant, 0.43 TOE of output is being obtained.

2. EVOLUTION OF BIOENERGY IN FINAL ENERGY CONSUMPTION

In order to be able to evaluate the way in which the consumption of firewood and charcoal has evolved in the different world regions, Figure 3 provides an overview of the growth of these products since 1961. Through an analysis of Chart 2, it can be determined that in 1970 Central America was characterized by being the subregion in which the participation of bioenergy in final consumption was very high (66.6%), with lower consumption in other subregions: The Caribbean took second place with 37.3%, followed by Brazil with 35.5% (1976), Mexico with 26.4%, the Andean subregion with 24% and the Southeast with barely 8.8%. For the year 1978 there was a certain decrease despite the fact that, broadly speaking, the figures did not drop but rather the consumption of other forms of energy rose. Central America (58.3%), the Caribbean (33.0%), and Brazil (31.1%) maintained high levels of consumption. Mexico (19.1%) and the Andean subregion (16.7%) showed minimal declines, and the Southeastern subregion (6.7%) had low levels of such consumption on the whole. In the last region practically 82% of the available firewood was destined to charcoal plants for transformation purposes. The consumption of Central America represented 10.3% of the total for Latin America.

Chart 3 indicates bioenergy's share in the total final consumption for 1978. Firewood has been taken into account, together with other plant and animal fuels, charcoal, and fuel alcohol in the case of Brazil.

In the analysis presented, it was determined that throughout Latin America bioenergy constitutes 24.3% of the total consumed by 335 million inhabitants.

CHART 1

GROSS INTERNAL SUPPLY OF BIOENERGY

SUBREGION		FIREWOOD TOE x10 ³	BAGASSE TOE x10 ³	TOTAL BIOENERGY
				%
MEXICO	1970	9008		17.9
	1975	10751		15.7
	1980	12830		11.4
CENTRAL AMERICA	1970	4948	417	57.0
	1974	5330	612	54.5
	1978	5691	628	51.6
CARIBBEAN	1976	2715	1014	30.4
	1979	3012	1004	27.4
ANDEAN	1970	8049	1053	15.7
	1974	8086	1242	13.5
	1978	8275	1529	12.7
SOUTHEASTERN	1970	1489	1235	8.0
	1974	1178	1186	6.1
	1978	1283	1182	
BRAZIL	1976	27232	8590	38.2
	1978	26521	12244	37.2
	1980	23108	14983	38.4

FIGURE 3

FIREWOOD AND CHARCOAL CONSUMPTION
(millions of metric tons of coal equivalent)

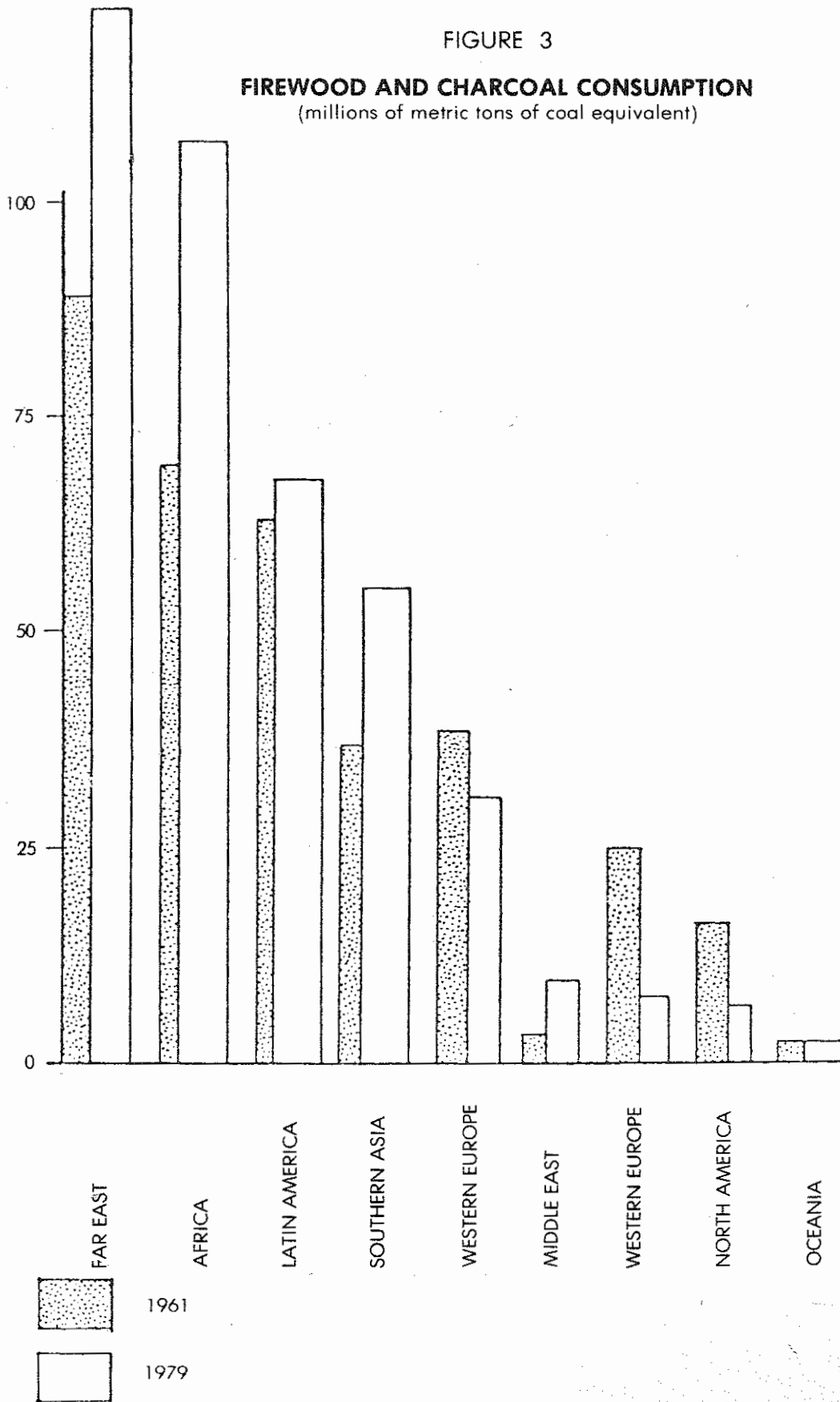


CHART 2
CONSUMPTION

SUBREGION		FIREWOOD TOE x 10 ³	BAGASSE TOE x 10 ³	TOTAL BIOENERGY %
MEXICO	1970	9008		26.4
	1975	10751		21.8
	1980	12830		19.1
CENTRAL AMERICA	1970	4867	392	66.6
	1974	5250	569	62.6
	1978	5608	770	58.3
CARIBBEAN	1976	1525	950	37.3
	1979	1661	937	33.0
ANDEAN	1970	7668	887	24.0
	1974	7747	1047	19.6
	1978	7929	1108	16.7
SOUTHEASTERN	1970	765	1191	8.8
	1974	739	1141	6.6
	1978	704	1134	6.7
BRAZIL	1976	21280	3350	53.5
	1978	20676	4187	28.2
	1980	20263	4624	31.1

CHART 3

**IMPORTANCE OF BIOENERGY IN
TOTAL CONSUMPTION**

COUNTRY OR REGION	FIREWOOD		AGR. RESIDUES		CHARCOAL		TOTAL BIOENERGY	
	TOE x10 ³	%	TOE x10 ³	%	TOE x10 ³	%	TOE x10 ³	%
LATIN AMERICA	48487	19.1	8147	3.2	3589	1.4	61762	24.3
MEXICO	12830	18.2					12838	
CENTRAL AMERICA	5608	50.7	770	7.0	29	0.3	6407	58.0
GUATEMALA	1887	59.1	167	5.1			2054	63.2
EL SALVADOR	1359	60.2	165	7.2	1.0	0.04	1525	66.9
HONDURAS	1068	64.4	59	3.6	5	0.30	1132	68.2
NICARAGUA	565	43.0	145	11.0	13	0.98	723	54.4
COSTA RICA	435	31.5	131	9.3	9	0.64	575	40.9
PANAMA	294	25.9	103	9.1	0.5	0.04	397.5	35.0
CARIBBEAN	1661	16.9	937	9.5	652	6.6	3250	33.0
GRENADA	3.6	16.7	0.2	1.2	0.2	1.1	4.0	22.2
HAITI	1126	69.3	47	0.7	229	14.0	1402	85.8
JAMAICA	6	0.2	213	7.9	9	0.33	228	8.4
SURINAME	30.3	5.3	14.5	2.6	0.1	0.02	44.9	7.9
DOMINICAN REP.	451	15.4	658	22.4	392	13.4	1501	51.2
TRINIDAD AND TOBAGO			16	0.91			16	1.0
ANDEAN SUBREGION	7929	14.5	1108	2.0	128	0.23	9165	16.7
BOLIVIA	210	12.9			11	0.68	221	13.6
COLOMBIA	2948	22.4	330	2.5			3278	24.6
CHILE	1329	18.6					1329	18.5
ECUADOR	783	22.1	186	5.1			969	26.6
PERU	2648	29.4	592	6.4	115	1.2	3355	36.2
VENEZUELA	11	0.1			2	0.01	13	0.8
SOUTHEASTERN SUBREGION	704	2.3	1134	3.7	238		2076	0.8
ARGENTINA	187	0.7	1095	3.8	237	0.8	1519	5.3
URUGUAY	517	25.0	39	1.8	1	0.05	557	26.1
BRAZIL	20676	23.5	4187	4.8	2565	3.0	28967	32.9
			1539 (alcohol)					

It was also determined that Brazil was the major consumer of firewood, charcoal and plant residues -- and the only one whose balance included the participation of alcohol for energy purposes. Of the total firewood consumption of the region, 44.6% corresponded to Brazil. Another important aspect to be mentioned in this regard is that for Guatemala, El Salvador, Honduras, Nicaragua, Haiti and the Dominican Republic, bioenergy constituted more than 50% of their energy consumption. Likewise, for Haiti, firewood and charcoal represented 85.1% of all the energy consumed. From the global balance it has been determined that at the level of products, surprisingly enough, firewood and charcoal had the largest share in consumption (21.9%), followed by the various petroleum derivatives and electricity.

3. PER CAPITA BIOENERGY CONSUMPTION IN LATIN AMERICA

As manifested in the introduction, the per capita consumption shown in most Latin American countries falls below the average world consumption. For the sake of reference, Chart 4 indicates the per capita consumption for different world regions; and it can be compared analytically with Chart 5 on total energy consumption, final energy consumption and bioenergy consumption. There is a difference between total energy consumption and real consumption of users at the level of net energy, between 40 and 30%.

CHART 4

ENERGY CONSUMPTION IN TOE/INHABITANT

	TOE/INHAB.
Industrialized countries with market economies	4.8
Industrialized countries with centrally-planned economies	3.9
Total of industrialized countries	4.5
Third World countries	0.5
World total	1.66

SOURCE: World Energy Conference, 1981.

There are six countries whose consumption exceeds 1.0 TOE/inhabitant. Venezuela, Trinidad and Tobago have the highest levels of consumption, and this can be explained by the fact that they figure among the major oil countries of the region. The cases of Jamaica and Suriname can be explained by the consumption of energy-intensive industries such as those of bauxite and aluminum.

The differences among countries is quite marked. The countries of Central America have low consumption figures, similar to those of the Andean subregion with the exception of Venezuela. Among the Caribbean countries, while Trinidad rose to 1.56 TOE/inhabitant, Grenada consumed 0.15 TOE/inhabitant in 1978. Certain differences appear in this analysis, in terms of firewood's share in total energy consumption, as for instance in the Caribbean subregion. In Chart 3, bioenergy's share in Grenada was 22.2% while in Haiti it was 85.8%; in the per capita analysis, regional structures did not follow the same lines since in Haiti final consumption was 0.34 TOE/inhabitant and in Grenada it was a mere 0.15 TOE/inhabitant.

According to the world average for final energy consumption (1.66 TOE/inhabitant), no regional country has managed to reach that figure. The range fluctuates between 0.15 TOE/inhabitant and 1.56 TOE/inhabitant for the Latin American countries.

For Guatemala, bioenergy consumption represents 63% of the total per capita consumption in TOE, while for El Salvador and Honduras it constitutes 67% of final energy consumption.

4. RESIDENTIAL SECTOR

This sector has been taken individually and not as it is presented in the matrix balance (OLADE methodology), in conjunction with the commercial and public sectors, since with rare exceptions it is the residential sector which accounts for the consumption of bioenergy products.

An analysis of Chart 6 shows the fundamental importance that firewood holds for the energy supply

CHART 5

**COMPARISON OF PER CAPITA ENERGY
IN LATIN AMERICA AND BIOENERGY (1978)**

	TOTAL ENERGY CONSUMPTION TOE/INH.	FINAL ENERGY CONSUMPTION TOE/INH.	BIOENERGY CONSUMPTION TOE/INH.
MEXICO	1.56	1.02	0.27
CENTRAL AMERICA	0.61	0.53	0.31
GUATEMALA	0.54	0.49	0.31
EL SALVADOR	0.60	0.53	0.36
HONDURAS	0.52	0.49	0.33
NICARAGUA	0.56	0.50	0.29
COSTA RICA	0.76	0.66	0.27
PANAMA	0.82	0.60	0.20
CARIBBEAN	0.58	0.39	0.13
GRENADA	0.18	0.15	0.04
HAITI	0.42	0.34	0.25
JAMAICA	1.34	1.21	0.18
DOMINICAN REP.	0.77	0.58	0.24
SURINAME	2.25	1.44	0.17
TRINIDAD & TOBAGO	3.92	1.56	0.39
ANDEAN SUBREGION	0.88	0.69	0.25
BOLIVIA	0.42	0.30	0.06
COLOMBIA	0.70	0.53	0.14
CHILE	0.96	0.65	0.11
ECUADOR	0.61	0.47	0.13
PERU	0.65	0.55	0.20
VENEZUELA	2.56	1.56	0.17
SOUTHEASTERN SUBREGION	1.28	0.94	0.15
ARGENTINA	1.46	1.06	0.15
URUGUAY	0.96	0.77	0.23
BRAZIL	0.91	0.79	0.28

CHART 6

**BIOENERGY PARTICIPATION
IN RESIDENTIAL SECTOR CONSUMPTION**

	FIREWOOD TOE x10³	%	CHARCOAL TOE x10³	%	TOTAL BIOENERGY	%
MEXICO	12830	61.7			12830	61.7
CENTRAL AMERICA	5071		26		5097	86.6
GUATEMALA	1563	90.3			1563	90.3
EL SALVADOR	1330	92.0	1	0.1	1331	92.1
HONDURAS	966	88.4	5	0.4	971	88.8
NICARAGUA	508	80.6	10	0.0	518	82.2
COSTA RICA	417	75.0	9	1.6	426	76.6
PANAMA	287	66.6	1.04	2.4	288	67.0
CARIBBEAN	1549	55.1	652	23.2	2201	78.4
GRENADA	3.4	40.9	0.2	2.3	3.6	43.3
HAITI	1047	80.9	229	17.7	1276	98.6
JAMAICA	6	3.2	9	4.8	15	8.1
DOMINICAN REP.	426	41.5	392	38.2	818	79.3
SURINAME	29.8		0.1		29.9	51.0
ANDEAN REGION	7115	48.2		117	7232	49.0
BOLIVIA	210				210	48.3
COLOMBIA	2948				2948	66.1
CHILE	882	40.6			882	40.6
ECUADOR	783	61.9			783	61.9
PERU	2181	55.7		115	2.8	64.4
VENEZUELA	11		2		13	0.1
SOUTHEASTERN REGION	455	6.5	236	3.3	691.0	9.9
ARGENTINA			236		236	3.8
URUGUAY	455				455	56.7
BRAZIL	13938	66.9		357	14295	68.6

of the residential (household) sector of the Latin American countries. At the level of subregions, it can be observed that in Central America firewood is the fuel that covers practically all of this sector's demand, accounting for 86.6% of the total energy consumed. Charcoal also appears in residential consumption, although it is not really representative. In Guatemala and El Salvador firewood's share exceeds 90%, whereas Nicaragua and Honduras offer figures of above 80%; Costa Rica and Panama have lower levels of consumption, due basically to the penetration of liquefied gas and, to a lesser extent, electricity. These values definitely provide an "x-ray" of the subregion's residential sector and the importance that bioenergy holds for rural and small-urban areas in the countries of the subregion.

The Caribbean subregion is the second largest consumer, with 78.4%. In the Caribbean, at the level of countries, there is much disparity since while for Haiti firewood and charcoal account for practically all of the energy consumption in the sector under analysis, Trinidad and Tobago reports no bioenergy consumption at all and covers the consumption of this sector with petroleum derivatives, for which incentives are provided through low consumer prices. The Dominican Republic shows high levels of consumption, reaching 79.3%; Suriname 51%; and Grenada 43.3%, while in Jamaica bioenergy consumption barely reaches 8.1%.

The Andean subregion can be profiled as having a residential sector dependent on bioenergy, with consumption influenced by that of Colombia, Ecuador and Peru, countries in which figures exceed 60%, followed by Bolivia and Chile with figures of 48.3% and 40.6%, respectively. Finally, Venezuela can explain its mere 0.1% on the basis of the large consumption of petroleum derivatives in this and all other sectors of the economy.

In the Southeastern subregion, bioenergy does not represent a high percentage, owing especially to the influence of the low consumption in Argentina; however in Uruguay firewood accounts for 56.7%.

In Mexico firewood contributes 61.7% of consumption whereas in Brazil firewood and charcoal

constitute 68.6% of the energy consumed by the residential sector.

Of the 22 countries analyzed, in 14 bioenergy (especially firewood) represented more than 50% of the energy consumption in the residential sector.

5. INDUSTRIAL SECTOR

At the level of the industrial sector, it is worthwhile to mention that for the Central American subregion bioenergy represents 44% of the energy consumption (Chart 7), where Guatemala has the largest share (54.8%) with firewood and sugar-cane bagasse. Nicaragua is the only country of the subregion with smaller values (23.1%).

The Caribbean subregion and Brazil are next in importance. In the Caribbean, Haiti and the Dominican Republic have the highest figures (57.8% and 57.3%, respectively); and there are three countries in which firewood accounts for more than 30% of the industrial sector's consumption: Guatemala, Honduras and Haiti. In four countries plant residues represent more than 30% of the industrial sector's consumption: El Salvador, Costa Rica, the Dominican Republic, and Ecuador.

In a study of the regional balance, it is necessary to mention the quantified incorporation of alcohol in Brazil, where in 1978 1.2 million TOE were consumed, i.e., 5.2% of the fuels in the transportation sector.

IV. BIOENERGY RESOURCES

The general panorama for the region's bioenergy resources is not easy to picture, especially due to the lack of in-depth studies in that regard. In most of the countries some scientific and technological developments have been observed in the different areas of bioenergy; but it is necessary to obtain information on resources, supply and demand in order to really integrate these resources into the energy system of Latin America. One of the objectives of the III Latin American Seminar on Bioenergy, held in the Republic of Guatemala during October 16-21, 1983, was to submit methodologies for evaluating bioenergy potential in the various countries.

CHART 7
BIOENERGY PARTICIPATION
IN INDUSTRIAL SECTOR CONSUMPTION

REGION	FIREWOOD		AGRICULTURAL RESIDUES		CHARCOAL		TOTAL BIOENERGY	
	TOE x 10 ³	%	TOE x 10 ³	%	TOE x 10 ³	%	TOE x 10 ³	%
MEXICO								
CENTRAL AMERICA	537	20.5	625	24	1		1163	44
GUATEMALA	324	36.2	167	18.6			491	54.8
EL SALVADOR	29	7.3	165	41.5			194	48.8
HONDURA	102	30.2	59	17.4			161	47.6
NICARAGUA	57	22.7			1		58	23.1
COSTA RICA	18	5.8	131	35.5			149	40.0
PANAMA	7	1.8	103	3.5			110	30.6
CARIBBEAN	112	2.5	924	20.9			1036	29.4
GRENADA	0.19	14.7	0.22	16.3			0.41	30.3
HAITI	79	36.2	47	21.5			126	57.8
JAMAICA			213	10.6			213	10.6
DOMINICAN REP.	25	2.1	658	55.2			683	57.3
SURINAME	0.5	2.2	9.6	2.5			10.1	2.6
ANDEAN REGION	814	4.6	458	2.6	11	0.1	1238	7.3
BOLIVIA					10.7	3.5	10.7	3.5
COLOMBIA			272	6.2			272	6.2
CHILE	447	16.0					447	15.8
ECUADOR			186	31.9			186	31.9
PERU	367	14.5	191	7.5			558	22.05
VENEZUELA								
SOUTHEASTERN REGION	67	0.1	1134	12.8			1201	13.6
ARGENTINA	5		1095	13.4			1100	13.5
URUGUAY	62	9.0	39	5.7			101	14.7
BRAZIL	3409	11.0	3308	10.6	2202	7.0	18809	28.5



Along that vein, Chart 8 shows the estimates of the bioenergy resources existing at the regional level for 1995.

The chart corresponds to the study "Future Requirements for Non-Conventional Energy Sources in Latin America" drawn up for the UNDP and OLADE by the Institute of Energy Economics in Bariloche, Argentina.

Therein, the following results can be observed:

- The potential bioenergy resources of Latin America are approximately equal to 12% of total energy reserves.
- In the structure of these resources, forestry products override the rest (31.5%).
- At the regional level, only in the Central American subregion and Mexico (where agricultural products dominate) and in the Caribbean and Venezuela (where livestock products dominate) do forestry resources have a slighter participation.
- In Mexico and the Central American isthmus, bioenergy resources are approximately 11% of total energy reserves.
- In the Caribbean islands, Guyana and Suriname, approximately 36%.
- In Colombia, Ecuador and Venezuela, 4%.
- In Bolivia, Chile and Peru, 7%.
- In Argentina, Paraguay and Uruguay, 13%.
- In Brazil, 17%.
- Thus, the profile for 1995, by sources of energy, would be as follows:

Forestry resources	31.5%	Urban	12%
Livestock	20.0%	Alcohol	2%
Agroindustrial	19.0%		
Agricultural	17.0%		

V. FINANCING

Bioenergy, on which a large percentage of the countries' energy consumption is based, has been treated as an inferior source, with an ambiguous legal and social status and minimal financial support. Information on this subject is also limited, one of the most important contributions having been the First Regional Seminar on Financing the Development of Energy Programs in Latin America, in which one of the four round tables specifically considered new and renewable sources of energy.

The procurement of funds for the development of these sources has been quite complicated so far, especially because of methodologies geared to the economic standpoint and problems arising with the way in which renewable resources are to be evaluated. Bioenergy, in each one of its forms, offers benefits that are not quantifiable in market terms.

One of the proposals made in the aforementioned seminar referred to the fact that the development of new and renewable sources of energy generally requires a serious commitment on the part of the governments and an active participation by the private sector in implementing projects and manufacturing the necessary equipment.

Within the investments that Latin America has been able to corner for this type of energy, around US\$ 7 million have been earmarked for research on energy farms; charcoal production; and the identification, formulation and execution of small hydro power stations in the Dominican Republic. Furthermore, the IDB is financing a research program in the field of solar energy and training of Dominican personnel.

One of the instruments of Latin American solidarity, of major transcendancy, has been the San Jose Agreement signed on August 3, 1980, which replaced the Agreement of Puerto Ordaz and, among other aspects, established soft-term financing for energy projects in the beneficiary countries.

However, the utilization of available funding has

CHART 8
BIOMASS AND URBAN WASTES
(MTOE)

REGION	FORESTRY RESOURCES	RESOURCES FOR 1995				ALCOHOL	TOTAL	EQUIVALENT TO OTHER RESOURCES*
		WASTES						
		AGRICULT.	LIVESTOCK	AGROIND.	URBAN			
Central American Isthmus and Mexico	14,2	15,90	8,30	9,22	5,73	0,23	53,40	1.602,0
Caribbean, Islands, Guyana and Suriname	5,50	3,90	3,20	15,09	0,97	0,40	29,06	871,8
Colombia, Ecuador and Venezuela	8,82	1,50	10,20	3,83	3,04	0,18	27,56	826,8
Bolivia, Chile and Peru	8,67	2,50	3,30	1,85	1,74	0,09	18,15	544,5
Argentina, Paraguay and Uruguay	6,99	6,00	13,00	3,55	1,74	0,26	31,54	964,2
Brazil	48,83	19,70	23,60	21,48	7,25	3,28	119,14	3.574,2
Latin America	87,83	49,50	61,60	55,01	20,47	4,43	278,34	8.383,5

SOURCE: UNDP, 1978

* According the UN criteria used to compare renewable resources, this corresponds to the use of estimated resources during 30 years.

been minimal, for various reasons. According to data from the Venezuelan Investment Fund (FIV), only 10% of the amount available from Venezuela has been tapped for energy projects. Within this, US\$ 12 million were for the purchase of an anhydride alcohol plant in El Salvador.

In order to collaborate in solving the energy problems afflicting the region, international credit organizations and cooperation mechanisms are called upon to play a definitively strategic role within the framework of the structure of financing for new and renewable sources. Undoubtedly, the financial future of these forms of energy will depend on each country's capacity to procure and handle funds and evaluate the alternatives for financing and cooperation provided by credit institutions and other entities. This will only be managed if there is suitable infrastructure in terms of institutions and energy planning in each country.

BIBLIOGRAPHY

1. World Bank. **Report on World Development**, 1981.
2. World Bank. **Report on World Development**, 1980.
3. PEICA Project RLA/76/012. **Energy Development Alternatives for Costa Rica: 1981-2000**, January 1981.
4. OLADE. **Energy Balances for Latin America**, 1981.
5. OLADE. **Latin American Energy Cooperation Program (PLACE)**. OLADE Document Series: N° 15, 1981.
6. OLADE. **Energy Bulletin**, N° 21, 1981.
7. OLADE/IDB/CDB. Documents from the First Regional Seminar on Financing the Development of Energy Programs in Latin America, 1983.
8. OLADE/UNDP. **Future Requirements for Non-Conventional Energy Sources in Latin America**, 1980.
9. OLADE. "Latin American Energy Solidarity," 1981.
10. EXXON Corporation. **World Energy Prospects**, 1980.
11. World Energy Conference, 1981.
12. Exkolm, Erick. "The Other Energy Crisis: Fi wood," Worldwatch paper, 1975.
13. Ministry of Energy and Mines of Brazil. **Brazil Energy Model**, 1981.

RATIONALIZATION OF ENERGY CONSUMPTION IN MINERO PERU'S CAJAMARQUILLA ZINC REFINERY

Cesar Fuentes L.
ZINC REFINERY MANAGER
MINERO PERU S.A.

INTRODUCTION

The zinc refinery is located 29 km NE of Lima at an altitude of 450 meters above sea level, in the District of Lurigancho, Department of Lima.

The plant started up in March 1981, having been taken over by MINERO PERU from the contractor on August 10, after the plant's capacity and product quality had been thoroughly checked, according to contract. Since this last date, the Refinery has been operated exclusively by MINERO PERU S.A. staff.

The plant processes a yearly total of 220,000 tons of 52% zinc concentrates, which originate in the Central Sierra of Peru. As a result of processing, 100,000 tons of refined zinc are obtained per year, along with the following sub-products: 160,000 tons of sulphuric acid, 330 tons of refined cadmium, 1,200 tons of copper residues and 12,000 tons of lead-silver residues.

1. METALLURGICAL PROCESS

This process consists of the following three main stages:

— ROASTING AND SULPHURIC ACID.

The zinc concentrates that arrive are roasted at 930°C in the presence of air but without external heat being supplied, since the transformation of sulphides into oxides generates heat which is used for steam-rising and, afterwards, for electricity generation and process heating.

The roasted products are:

CALCINE:

Mainly zinc oxide and the oxides of various other metals contained as ore impurities.

GASES:

Mainly sulphur dioxide, but also oxygen and nitrogen, is purified, dried and then used in sulphuric acid manufacture. The residual gases are then released by a chimney whose discharge point reaches 690 meters above sea level.

STEAM:

Between 26 and 30 tons/hour of 40-atmosphere steam are produced for the generation of 2,200 kW in a turbine-alternator. The steam leaving the turbine has a pressure of 4 atm. and is used for process heating.

— LEACHING AND PURIFICATION

The leaching is carried out by applying 95°C steam to the calcine, continuously and in several stages, with the object of dissolving the largest possible amount of zinc.

During this process, lead and silver are separated from the zinc and iron is eliminated in the form of jarosite in a different residue.

The zinc sulphate solution is purified by adding zinc powder. The Cu, Cd, Ni, Co and other impurities are thereby eliminated.

— ELECTRODEPOSITION AND SMELTING

The pure zinc sulphate solution is used as the electrolyte. Upon the passage of electricity, the zinc is deposited on the cathodes and sulphuric acid is recovered, to be reused in the leaching process. The zinc sheets are then smelted in an electric furnace and cast in either of three commercial shapes, according to demand.

2. ENERGY SYSTEM OF THE ZINC REFINERY

The main energy forms used are:

- a) hydro - electricity
- b) steam - generated electricity
- c) diesel - generated electricity (using diesel oil N° 2 as fuel)

a) HYDRO - ELECTRICITY.

The plant's electric system is fed by ELECTROLIMA and has an installed capacity of 81 MVA, i.e. three monophase 27-MVA and 220/30-kV transformers.

The distribution system is at 30 kV and is connected to four transformer-rectifiers of 12.5 MW power, with the electrolysis system at a maximum of 446 V (DC) and 56,000 amp., where two units operate in parallel. Current is also fed at this voltage to an induction furnace with a power of 2.5 MW and also to two 12.5-MVA, 30/4.16-kV transformers. Current at 4.16 kV is then fed into 15 motors of different powers, as well as into 4.16/0.44-kV transformers for feeding of smaller motors. The lighting system is at 220 V and controls at 110 V.

The maximum power made available by ELECTROLIMA is 60,000 kW and the monthly average consumption is 35,000,000 kWh, 15,000,000 kVARh, with a power factor of 0.91.

The Refinery has the capacity to work with a stable load during the full 24 hours or to vary according to peak power limits. Thus, the load factor is high at 0.89.

b) STEAM - GENERATED ELECTRICITY.

During normal roasting plant operation, the waste heat of the furnace gases is recovered in LAMONT WH boilers for the production of super-heated steam. These are watertubes with a nominal capacity of 30 ton/h steam at 40 bar pressure and 350°C.

With this steam, electricity is generated in an ACEC turbogenerator with a power of 2170 KW, and exit voltage of 4,160 V which is synchronized with the grid.

In addition, two emergency boilers of the following characteristics are available.

DIRECTLY - FIRED BOILERS

Manufacturer:	Menaeyer - Willebruck
Fuel:	Diesel Oil N° 2
Type:	Watertube
Fuel Control:	Automatic
Capacity:	33 Ton/h and 13 Ton/h
Pressure:	10 bar, 10 bar
Fuel gases:	250° C, 270° C

c) DIESEL - GENERATED ELECTRICITY

During grid blackouts, the diesel engine and generator switch on automatically. This equipment has the following characteristics:

Manufacturer:	Cockerill/ACEC
Power:	3121 KVA
Power Factor:	0.8
Fuel:	Diesel Oil N° 2
Voltage:	4,160 V

3. SPECIFIC ENERGY CONSUMPTION: 1982

Production of zinc bars	92,147 MT
Energy consumption:	
Electricity	354,697.6 MWh
Diesel Oil N° 2	2,343.4 TOE
LPG (0.25 gal/MT fine Zn)	48.7 TOE
TOTAL FUEL	2,392.1 TOE

(1 TOE = 10^7 kcal)

SPECIFIC CONSUMPTION OF ELECTRICITY

$SEC_{el} = 3,849$ kWh/MT fine zinc.

FUELS

$SEC_{th} = 260$ kcal/kg fine zinc.

4. ELECTRICITY RATIONALIZATION

During the plant's first year of operation the aim has been to take the best advantage of the established electricity tariff, the structure of which was 70% for active energy, 17% for reactive energy and 13% for maximum demand. Given these rates, the plant's consumption was programmed to be as uniform as possible during the full 24 hours. The reduction of reactive energy was planned and this is now underway.

In 1982 negotiations regarding a new tariff with ELECTROLIMA were started with the following results as of May of that year: It was seen that Cajamarquilla's consumption could follow the load curve of ELECTROLIMA, where the peak occurs between 18:00 and 22:00 hours. It was therefore proposed that the Refinery operate at 40,000 kW during this period and also eliminate the reactive energy by January 1, 1984, in exchange for no extra charges being made during peak hours, a proposal that was accepted by ELECTROLIMA. The Refinery thus took steps to maximize profitability by the best possible use of electricity supply.

The yearly established tariff ended on April 30,

1983, for which reason MINERO PERU has expressed its points of view to the pertinent authorities with regard to lowering power demand to 20,000 kW during peak hours, on condition that the lower revenue obtained would be compensated by at least a 10% reduction in the effective rate.

The application of the tariff just expired has meant a bill lower by US\$ 7 million per year with respect to the original tariff, in spite of the fact that the former was fixed in US\$ and not in soles, as is the case for all other consumers.

TARIFF SYSTEM.

Under the agreement with ELECTROLIMA, the new tariff is as follows:

a) DRY PERIOD.

Comprising the 7 months between May and November.

b) WET PERIOD.

Comprising the 5 months running from December to April.

In each season, active energy is differentiated into two daily periods:

— PEAK.

Between 18:00 and 22:00 hours, during which the Refinery may demand up to 40,000 kW by paying the highest tariff. Peak energy consumption is about 5,000,000 kWh/month.

— BASE AND SHOULDER.

Comprising the hours 22:00 to 18:00, during which the Refinery may demand the full 60,000 kW.

The peak tariff (active energy) is about double the base and shoulder rates.

Regarding reactive energy, a transitional tariff was approved, subject to the elimination of this energy during the current year. A low rate would be charged for reactive energy with a power factor of 0.98 and a much higher rate for lower factors.

Reactive energy will be eliminated by October of this year by the installation of a 25 MVAR bank of condensers and a synchronous 1-MVAR motor.

A study on the efficiency of the plant's electric system is underway, which includes the operation of the motors at full load, using the transformers at maximum capacity and continuously checking the system's insulation.

Maximum demand is computed on the basis of peak load. The tariff is re-calculated monthly, according to the current US\$/sol exchange rate. The average annual cost per kWh (including 25% tax) is 3.6 USc.

5. RATIONALIZATION OF OIL CONSUMPTION .

The contractor that built the Refinery was also charged with start up, delivering the plant to MINE-RO PERU in fully operational conditions, where zinc recovery reaches 94%. However, for this, additional steam to that raised by the waste best boilers was required (some 6 t/h) made possible by a 50% capacity use of the Willebruck boiler, which entailed the use of some 60,000 gal/month.

Various tests were carried out with the view of saving oil and the conclusion was that the lower recovery of zinc by eliminating the additional steam would be less than 1%; and this would lead to a bonus side-effect of reducing silica dissolution, always a problem in zinc recovery.

Hence, the following adjustments have been made:

- a) Uniform operation of the roasting plant by maintaining a minimum ratio of 2.3 between concentrates and zinc bars.

- b) No use of extra steam, not even during roasting plant outage of less than 8 hours.

It has been found that the lower recovery of zinc in the leaching has affected total recovery by less than 0.5% or a monthly loss of US\$ 13,000. However, the fuel savings, are larger: US\$ 48,000 per month.