

Revista Energética



Energy Magazine

Año 16
número 3
sept. - dic. 1992

Year 16
number 3
Sept. - Dec. 1992



Tema: Perspectivas Energéticas de América Latina y El Caribe en el Contexto Mundial

Topic: Energy Outlook of Latin America and the Caribbean in a World Context



Evolución y Perspectivas del Carbón Mineral, Gas Natural, Geotermia e Hidroenergía en América Latina y El Caribe

Gustavo Rodríguez Elizarrarás*

En el caso del carbón mineral, es significativo el hecho que, hasta principios de los años ochenta, su uso predominante era en la industria siderúrgica, pero su uso térmico en la generación de electricidad ha empezado a tomar importancia en algunos países, como es el caso de Colombia y México

ANTECEDENTES

Sin incluir la biomasa, estas cuatro fuentes de energía representan el 30,25% de la producción regional de energía primaria, siendo la participación del gas natural del 19,24%, de la hidroenergía del 6,6%, del carbón mineral del 4,27% y de la geotermia del 0,14%.

En el caso del carbón mineral, es significativo el hecho que, hasta principios de los años ochenta, su uso predominante era en la industria siderúrgica, pero su uso térmico en la generación de electricidad ha empezado a tomar importancia en algunos países, como es el caso de Colombia y México. Por lo tanto, se prevé que, en los próximos 20 años, el uso del carbón térmico será altamente competitivo con otras fuentes de energía (petróleo, gas natural e hidroelectricidad) en la generación de energía eléctrica.

El gas natural, por su parte, representa la fuente de energía que más opciones de uso ofrece para el futuro, ya que no sólo es un importante insumo, como materia prima, para la industria petroquímica sino que es el sustituto más viable y competitivo de los productos petroleros en todo uso final estacional,

sea éste doméstico o industrial, o bien como combustible para el transporte automotor, ya sea comprimido (GNC) o como gasolina sintética. Además, es una opción cada vez más importante para la generación de electricidad, especialmente cuando hay restricciones ecológicas por la cercanía de las plantas a las grandes metrópolis, o cuando las políticas nacionales obligan el uso de combustibles "limpios".

Por su parte, la hidroenergía es un recurso del que América Latina dispone, en comparación con otras regiones del mundo, y que tiene gran potencial (716.307 MW). A diferencia de los recursos contenidos en el subsuelo (petróleo, gas natural, carbón mineral y geotermia), se puede medir físicamente con un alto grado de confiabilidad. Sin embargo, el bajo aprovechamiento que se tiene del potencial identificado (13,5%) refleja las limitaciones, fundamentalmente técnicas y financieras, para lograr incrementar la explotación de este recurso renovable. Al respecto, para dimensionar los esfuerzos realizados por los países de la Región en el pasado reciente, basta señalar que, de los más de US\$80 mil millones que recibió la Región en créditos para el desarrollo del sector

* De nacionalidad mexicana, miembro del Grupo de Análisis Estratégico, Proyecto de Prospectiva Energética, Fase I, de la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE) y la Comisión de las Comunidades Europeas (CEC)

energético en los últimos 15 años, el 72% se orientó al sector eléctrico, 25% al petrolero y sólo el 3% al carbón mineral, lo que explica el dinamismo del sector eléctrico y, en particular, de la hidroelectricidad.

Por último, la geotermia es la fuente de energía de uso más reciente en América Latina. En los años cincuenta se inicia su estudio sistemático en México y algunos países de Centro (El Salvador) y Sud América (Chile), con fines de generación eléctrica. En los dos primeros países los trabajos de investigación culminan con la instalación de las primeras plantas geotermoeléctricas de la Región en la década de los setenta, justo en el período de mayor crisis por el aumento en los precios del petróleo, lo que favoreció particularmente a El Salvador como país importador neto de hidrocarburos. En los años ochenta, Nicaragua inaugura su primera planta geotérmica y, en la actualidad, Costa Rica y Guatemala están en las últimas fases de los estudios de factibilidad técnico-económica para la construcción de sus primeras unidades.

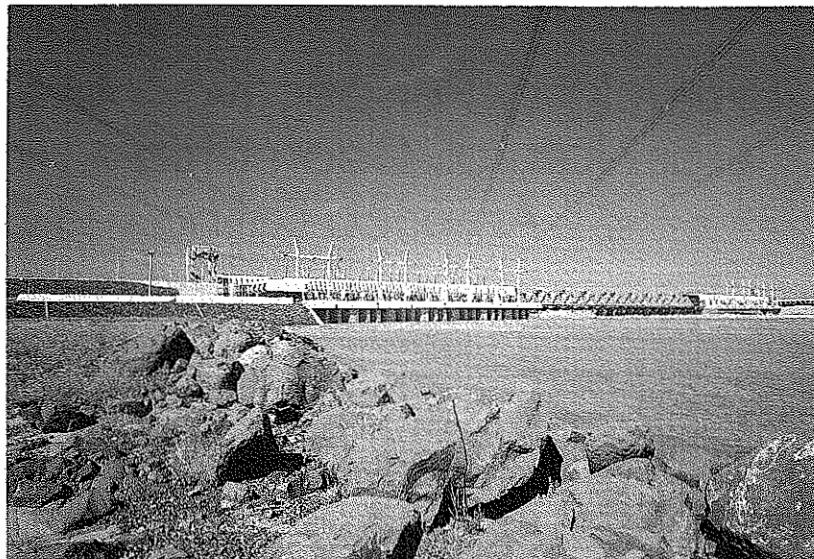
1. HIDROELECTRICIDAD

1.1 Introducción

Debido a las condiciones climático-geográficas favorables que tiene América Latina, esta Región posee un significativo potencial de recursos hídricos, aún escasamente aprovechados. Técnica y económicamente la Región posee un potencial hidroeléctrico instalable cuantificado en 716.307 MW.

Una parte considerable del potencial hidroeléctrico corresponde a las cuencas de los grandes ríos, conocidos por su gran caudal y poco desnivel, tales como el Paraná Medio, el Amazonas y el Orinoco.

Por otra parte, si bien es cierto que el aprovechamiento actual del potencial regional puede considerarse



bajo (ver Cuadro 1), a pesar de que se duplicó la capacidad instalada entre 1980 y 1990, es importante señalar que, del total de la producción eléctrica regional, el 72% se genera mediante la utilización de la hidroelectricidad y el 28% restante fundamentalmente con plantas térmicas a petróleo y marginalmente con otros combustibles.

En particular, cabe mencionar que sólo dos centrales hidroeléctricas, las más grandes del mundo -El Guri en Venezuela e Itaipú en Brasil-Paraguay- suman una capacidad instalada de 22.600 MW, lo que corresponde al 23,3% de la capacidad instalada en la Región. En cuanto a la zona andina, a pesar de los aprovechamientos hidroeléctricos del Guri, es la subregión que menos aprovecha su potencial, ya que sus 20.391 MW instalados actualmente sólo representan el 7% de su potencial, pero que en cambio equivalen al 40,4% del total subregional.

El caso de América Central, cuyo potencial se estima en 53.190 MW, aunque sólo alrededor de 25.500 MW son instalables, y que tiene una generación promedio anual de 112.000 GWh (factor de planta de 0,5), es similar al de las otras

subregiones ya que la distribución de su potencial es muy irregular, concentrándose el 60% entre Costa Rica y Guatemala. En cambio, El Salvador cuenta con los menores recursos hidroeléctricos, aunque proporcionalmente es el país con mayor grado de utilización (35%), en comparación con Nicaragua, por ejemplo, que sólo aprovecha el 4% de su potencial. Pese al reducido aprovechamiento, el potencial hidroeléctrico en América Central se ha desarrollado casi al límite de los requerimientos de la demanda de electricidad, ya que un 75% de la generación neta de los sistemas interconectados nacionales se efectúa por medio de centrales hidráulicas; en algunos casos, como el de Costa Rica, dicha proporción se eleva al 99%.

1.2 Evolución y Perspectivas de la Hidroelectricidad

El subsector eléctrico, y en particular la hidroelectricidad, ha sido el subsector más dinámico del desarrollo energético en los países de América Latina. Su tasa de crecimiento anual se ha mantenido durante los últimos 20 años entre 8 y 10%. Sin embargo, esta expansión hidroeléctrica ha sido un causante importante en el endeudamiento de los países; la participación del sector energético en la deuda externa de los países se elevó hasta cerca del 20%, como promedio regional.

1.3 Interconexiones y Recursos Compartidos

Entre el potencial hidroenergético de la Región sobresalen los recursos que pueden dar motivo a una cooperación binacional o multinacional, ya que este tipo de proyectos no sólo son más atractivos financieramente, pues contemplan siempre operaciones de comercio intrarregional, sino que optimizan el

**Cuadro 1
APROVECHAMIENTO DEL POTENCIAL HIDROENERGETICO**

REGION	POTENCIAL	CAPACIDAD INSTALADA 1980 (MW)	UTILIZACION DEL RECURSO (%)	CAPACIDAD	UTILIZACION DEL RECUR. (%)
	(MW)			INSTALADA 1991 (MW)	
MEXICO	54.000	6.063	11,22	7.805	14,45
CARIBE	9.114	487	5,34	519	5,69
CENTROAMERICA	53.190	1.316	2,47	2.667	5,01
ZONA ANDINA	289.680	8.104	2,79	20.391	7,04
CONO SUR	97.323	5.616	5,77	15.562	16,00
BRASIL	213.000	27.649	12,98	50.167	23,55
TOTAL	716.307	49.235	6,87	97.039	13,54

Fuente: SIEE, OLADE

uso del recurso y consolidan el proceso de integración regional.

Sin embargo, el óptimo aprovechamiento de los recursos nacionales o compartidos no puede darse sin la existencia de un sistema interconectado nacional y una interconexión eléctrica bilateral, infraestructura que permite el desarrollo de proyectos de gran envergadura que pueden, incluso, sobrepasar la demanda nacional, lo que repercute en una mayor economía de escala y ampliar mercados extrafronteras, además de compartir reservas, complementar regímenes hidroeléctricos, enfrentar situaciones de emergencia en condiciones menos desfavorables, optimizar el despacho hidrotérmico buscando minimizar el consumo de combustible en las centrales térmicas, etc.

La importancia de los recursos hídricos compartidos es tal que, hasta la fecha, más de una cuarta parte de la potencia total instalada en la Región participa en este tipo de aprovechamiento, sobresaliendo los proyectos realizados en el Cono Sur, entre ellos la central hidroeléctrica más grande del mundo, Itaipú, construida entre Brasil y Paraguay.

Entre el 50 y 70% del potencial hidroeléctrico disponible en América Latina y El Caribe corresponde a los cursos contiguos o sucesivos ubicados en: la cuenca del Amazonas, la cuenca del Orinoco, la cuenca del Plata, vertientes del Pacífico compartidas (América del Sur), la cuenca del Grijalba-Usumacinta y las cuencas del Caribe y del istmo centroamericano.

1.4 El Caso Particular del Grupo de los Tres

Colombia, México y Venezuela conformaron un bloque de países para buscar mayor integración y promover la cooperación técnica y económica. En materia de energía se conformaron cuatro Grupos de Trabajo: hidroelectricidad, interconexión eléctrica, gas natural y petróleo.

En el caso de la hidroelectricidad, los tres países, en conjunto, absorben más de una cuarta parte de la capacidad instalada en América Latina y El Caribe, y las perspectivas de aprovechamientos hidroeléctricos hacen pensar que este porcentaje pueda crecer.

En efecto, un estudio realizado en los años setenta en Colombia, sobre el cauce de 351 ríos principales, identifica 274 proyectos, mayores a 100 MW, que representarían una capacidad instalada de alrededor 83.314 MW. Sin embargo, la factibilidad ubica un avance en el aprovechamiento que, medido en realizaciones de corto (5 años), mediano (10 años) y largo plazo (20 años), suman 15,000 MW, o sea un poco menos de la capacidad total instalada actualmente.

Por su parte, México tiene 511 proyectos identificados, que representarían una capacidad instalada de 42.609 MW, contemplando sólo proyectos con energías medias anuales mayores que 40 GWh y no incluye las centrales ya en operación,

en operación suspendida y proyectos que en 1989 estaban en el proceso de diseño o construcción. Para el año 2010, la Comisión Federal de Electricidad de México (CFE) contempla la integración de 13.580 MW hidroeléctricos, incluyendo 1.098 MW a realizar en el corto plazo (1995), 2.729 MW en el mediano plazo (2000), y los 9.753 MW restantes al horizonte fijado.

En el caso de Venezuela, se ha realizado el inventario de 400 sitios para aprovechamientos hidroeléctricos en 55 cuencas, con una estimación de energía media anual equivalente a 155.000 GWh. Adicionalmente, se tienen a nivel de pre-inventario otras 50 cuencas, con una energía media anual estimada en 145.000 GWh. Sin embargo, el programa de realizaciones sólo contempla en el corto plazo la instalación de 2.548 MW, en el mediano plazo la integración de dos centrales hidroeléctricas con una potencia equivalente a 4.848 MW y a largo plazo cuatro proyectos que representarían 9.100 MW de potencia instalada.

2. CARBON MINERAL

2.1 Introducción

A diferencia de otros bienes (minerales no metálicos, productos agropecuarios, etc.) cuyas cotizaciones se establecen en el mercado libre, según la ley de la oferta y la demanda, pero en base a controles monopolísticos de mercado o financieros, en los llamados mercados mundiales (Chicago, Londres, Tokio, Nueva York, etc.), o del petróleo crudo, que tiene como referencia de comercialización el llamado precio marcador (por ejemplo, el precio estipulado para el crudo Arabian Light o el West Texas Intermediate, colocados en el Golfo Arábigo o de México, respectivamente), la comercialización del

carbón mineral se realiza en base a contratos negociados entre las empresas mineras productoras y exportadoras de carbón y las empresas consumidoras e importadoras, normalmente compañías de electricidad y cementeras para carbón térmico y compañías siderúrgicas para carbón coquizable.

En América Latina, el comercio internacional del carbón térmico fue prácticamente inexistente hasta bien entrados los años ochenta, cuando los proyectos mineros de El Cerrejón, en Colombia, comienzan su producción masiva con vistas a la exportación. Así, para 1990, Colombia exporta ya cerca de 15 millones de toneladas métricas de carbón térmico, ubicándose por encima de la ex Unión Soviética, China y Polonia, tradicionales exportadores. Hacia el año 2000, Colombia podría ocupar el cuarto sitio mundial entre el grupo de países exportadores, participando con más del 10% en el comercio internacional de carbón térmico. Las perspectivas para la primera década del siglo XXI se ven optimistas por la inserción que el carbón térmico pueda lograr en la oferta global de energía de los países de la región latinoamericana, especialmente Brasil y México, aunque igualmente pudiera incluirse Cuba en El Caribe y a otros países de Centro y Sud América.

2.2 Evolución y Perspectivas del Carbón Mineral

De hecho, hay que ver el futuro próximo del carbón térmico en América Latina en términos de las perspectivas de la industria de generación eléctrica, puesto que este energético tendrá que competir con las opciones técnico-económicas que presente el desarrollo del potencial hidráulico, geotérmico y de gas natural, en aquellos países que cuenten con estos recursos, y con el petróleo (fuel oil principalmente)

como opción complementaria o principal o, incluso, con la opción nuclear en los países de mayor desarrollo relativo. Toda esta gama de recursos energéticos busca dar la mejor respuesta técnica y económico-financiera a los planes de expansión eléctrica de los países de la Región.

México es el mejor ejemplo de esta tendencia, ya que dentro de su plan de expansión eléctrica contempla para el año 2000 la instalación de nueve plantas duales fuel oil-carboeléctricas, integrando al sistema interconectado nacional unos 12.000 MW adicionales a los 3.000 MW carboeléctricos de las tres centrales ubicadas en el Estado de Coahuila; las nueve plantas programadas consumirían entre 25 y 30 millones de toneladas métricas de carbón anualmente. La central carboeléctrica de Río Escondido consume actualmente alrededor de 4 millones de toneladas por año. De cumplirse este programa, la participación del carbón en la generación eléctrica de México pasaría de un 3% actualmente a cerca del 10% hacia fines del presente siglo.

Otra rama industrial que podrá desempeñar un papel importante en el consumo futuro del carbón térmico es la industria cementera, ya que no sólo puede ser una alternativa energética válida, en sustitución del fuel oil, cuando se conjuguen precios, disponibilidad y logística de abastecimiento, sino que las cenizas del propio carbón, en lugar de crear problemas de manejo y efectos ambientales, sirven perfectamente para enriquecer el propio cemento, lo que sin duda repercute positivamente en los costos finales de producción.

Lamentablemente no existe suficiente información para proyectar una demanda futura del carbón térmico en la industria latinoamericana del cemento, pero en los principales países productores, Colombia, Venezuela y Argentina, podría generarse una demanda creciente.

En una perspectiva mayor, el futuro del carbón térmico en América Latina, para las dos primeras décadas del siglo XXI, dependerá, sin lugar a dudas, de factores tanto técnicos como económicos y ambientales. Quizás este último aspecto podrá ser determinante, pues si se logra un adecuado control ambiental en su uso para la generación eléctrica, sin que se incrementen los precios más allá de mantener la competitividad con el petróleo o el gas natural, la opción carbón, como en el caso mexicano, podrá ser atractiva en los propios

**Cuadro 2
OFERTA BRUTA DE CARBON EN AMERICA LATINA Y EL CARIBE
(miles de toneladas)**

PAISES	PRODUCCION		IMPORTACION		EXPORTACION	
	1987	1989	1987	1989	1987	1989
ARGENTINA	373	515	1.101	1.524		
BRASIL	6.884	6.536	9.660	9.710		
COLOMBIA	14.594	18.902			10.287	13.462
CUBA			85	214		
CHILE	1.562	1.949	433	1.483		
HAITI			18	6		
JAMAICA				8		
MEXICO	7.341	7.041	34	31	76	47
PANAMA		16	36	17		
PERU	114	130	38	60		
REP. DOM.	232	262				
VENEZUELA	62	2.125				1.688
TOTAL	30.930	37.214	11.637	13.315	10.353	15.197

Fuente: SIEE, OLADE.

países productores (Colombia y Venezuela) y algunos, necesariamente importadores potenciales, como Argentina, Brasil, Cuba, Chile y Uruguay.

3. GAS NATURAL

3.1 Introducción

En el caso de los países productores y exportadores de petróleo de América Latina y otras regiones del tercer mundo, la renta petrolera

nacional representó, y representa, un importante ingreso para las economías nacionales. Eso podría explicar, al menos parcialmente, la falta de integración del gas natural en sus políticas energéticas, pues ello implicaba desviar inversiones que en apariencia les son más redituables aplicarlas a la industria de producción y exportación del petróleo. Sin duda alguna, puede afirmarse que, en los últimos 20 años, el panorama ha cambiado radicalmente, ya que las estadísticas (SIEE-OLADE) muestran que el porcentaje de gas natural no aprovechado, como parte del volumen producido, es actualmente del 11,4%, mientras que en 1980 era del 20,6% y en 1972 del 41,8%. Sin embargo, en ninguno de los principales países productores de petróleo de la Región existe todavía una política de gas clara, ya que se sigue manteniendo un cierto criterio de marginalidad con respecto al gas natural asociado y no hay programas de inversión específicos para el desarrollo y aprovechamiento del gas natural libre (no asociado al petróleo).

Por otra parte, es cierto que, desde las crisis petroleras de los años setenta, la tendencia, ahora más marcada, ha sido hacia una mayor participación del gas natural en el balance energético de los países desarrollados y que ello ha generado el interés de empresas de exploración, explotación y servicios en esta rama de la industria de los hidrocarburos, así como de las agencias de desarrollo multinacionales (Banco Mundial, BID, etc.). En el marco de las políticas de liberalización de las economías, casi generalizadas en la Región, eso hará que se diversifique y amplie el aprovechamiento del gas natural en los países de mayor desarrollo relativo y entre los miembros de OLADE.

3.2 Perspectivas del Gas Natural en América Latina y El Caribe

Hasta el presente, se ha dado el desarrollo tecnológico de la industria del gas natural fundamentalmente en el ámbito del grupo de países miembros de la Organización de Cooperación y Desarrollo Económicos (OCDE), encabezados por los Estados Unidos, que consume el 27% del total mundial, seguido por Europa Occidental y Australasia, con el 14% y 3%, respectivamente. Sin embargo, el principal productor y consumidor mundial es la ex-Unión Soviética, que absorbe 43,8% y 34%, respectivamente, de los totales mundiales de producción y consumo. Por su parte, América Latina y El Caribe se ven muy a la zaga pues su consumo global no representa más que el 4% del consumo mundial, del cual casi el 60% es absorbido por México y Venezuela (ver Cuadro 3).

Con excepción de Argentina, donde existe una empresa de gas, Gas del Estado, en los demás países

**Cuadro 3
ESTIMACION DEL MERCADO POTENCIAL DE GAS NATURAL EN EL AÑO 2000 Y DE LA DEMANDA SECTORIAL Y SU PARTICIPACION PORCENTUAL* (10(9) m³)**

PAÍS	RESIDENCIAL		INDUSTRIAL		ELECTRICIDAD		TOTAL	
	Pot**	Dem.	Pot	Dem.	Pot	Dem.	Pot	Dem.
ARGENTINA	13,6	10,2	60	10,0	9,4	72	8,2	8,2
BOLIVIA	0,7	0,06	5	0,9	0,9	85	1,2	0,1
BRASIL	23,5	0,5	1,2	55,4	8,1	9	18,2	-
CHILE	1,1	0,4	19	2,3	0,1	3	0,7	-
COLOMBIA	2,9	0,4	5	6,6	3,4	40	5,9	5,9
MÉXICO	33,0	2,9	7	93,8	51,4	49	72,8	5,5
PERU	2,2	0,06	2	2,9	0,8	21	1,7	0,4
TRIN-TOB,	-	-	-	7,5	7,5	93	2,2	2,2
VEZELA NEZUELA	5,6	0,6	6	30,1	30,1	80	21,9	6,8
TOTAL	82,6	15,0	11	210	113	42	133	29,0
							7	425
								157
								19

Notas:

* El porcentaje es el porcento que se estima pueda ser cubierto en cada subsector por medio de gas natural y no el mercado potencial del gas en el subsector consumidor.

** Se refiere al mercado que potencialmente puede ser satisfecho con gas natural.

Fuente: Natural Gas in Latin America: Market Structure and Future Outlook, C. Kheil, May 23, 1990, World Bank.

de América Latina y El Caribe, el gas natural no tiene su lugar claramente definido, lo que explica en parte la falta de definición política respecto a su integración en los planes energéticos nacionales como un subsector independiente, como es el caso del subsector eléctrico. El gas natural ha sido siempre visto y manejado por las empresas petroleras estatales, como un producto del petróleo, razón por la cual en el pasado se llegó a desperdiciar a la atmósfera hasta más de la mitad del gas asociado producido, hecho que afortunadamente ha disminuido sensiblemente.

En cuanto al futuro, como puede apreciarse en las cifras del Cuadro 3, los expertos difieren en las apreciaciones del comportamiento futuro de la demanda del gas natural en América Latina y El Caribe. Sin embargo, independientemente que estas diferencias sean producto de la aplicación de modelos específicos o el efecto de las unidades de conversión, todos concuerdan que el gas natural puede tomar un auge si se aplica un mínimo de medidas para lograr la mayor integración de este energético en la oferta global de energía.

Es difícil prever los niveles de inversión que se requiere para lograr alcanzar las cifras estimadas de consumo hacia el año 2000, ya que ello está en función de la infraestructura que exigiría disponer de la oferta de esos volúmenes de gas natural, desde el mismo desarrollo de las reservas en campo hasta las redes de gasoductos y de distribución. Lo que sí es imprescindible para alcanzar las metas propuestas es el concurso coordinado de los sectores público y privado, ya que los gobiernos deben establecer y mantener las políticas que incentiven la demanda en los subsectores doméstico e industrial. En cambio, en la generación eléctrica, la parte del gas natural será función de los planes de expansión de las empresas eléctricas y de la

disponibilidad y costos comparativos de otros combustibles.

Es importante observar que las cifras contempladas en el Cuadro 3 significan, para fines del siglo actual, una duplicación del consumo de gas natural registrado para 1990 en los subsectores doméstico-residencial y de generación eléctrica, mientras que en el sector industrial ese consumo casi se quadruplicaría.

El potencial gasífero de la Región, al igual que el petróleo, está aún lejos de conocerse, ya que las actividades de exploración realizadas hasta ahora representan sólo un pozo exploratorio por cada mil kilómetros cuadrados de áreas sedimentarias, mientras que Estados Unidos registra 80 pozos por cada mil, la ex Unión Soviética 10 pozos y Europa Occidental 6 pozos.

Actualmente, sólo 13 países de la Región producen gas natural. Barbados, Cuba y Guatemala producen solamente volúmenes muy pequeños y por esa razón no se hará ningún resumen de su situación aquí. Los 10 países restantes representan el grupo en el que se basan las proyecciones futuras de producción y consumo. Por lo tanto, se cree conveniente resumir su situación.

Argentina: Tiene la mayor tradición gasífera de la Región, ya que desde hace más de 30 años inició su desarrollo y hoy representa la principal industria de gas en el tercer mundo. Actualmente cuenta con más de 3 millones de usuarios, servidos por una red de gasoductos (transmisión y distribución) de alrededor de 50.000 kilómetros. La compañía estatal Gas del Estado retenía el monopolio de la industria, pero los cambios recientes han favorecido la creación de empresas regionales, aparte de la privatización en curso del conjunto de la industria. Sus reservas probadas representan el 10% de las reservas regionales y su relación reservas/producción es actualmente de 35 años.

Bolivia: País que, para su demanda potencial máxima, cuenta con vastos recursos que le permite buscar mercados intrarregionales. De hecho, es el único exportador de la Región (salvo México que en el pasado exportaba a los Estados Unidos, pero que ahora importa), ya que desde mediados de los años setenta mantiene un convenio con Argentina y ha establecido uno con Brasil para exportar electricidad generada en base a gas natural en una planta a construirse en la frontera. Otro mercado posible para Bolivia, al igual que para Argentina, es Chile. Internamente, el Plan Nacional de Energía contempla una fuerte expansión de los mercados domésticos del gas natural, tanto para la industria y la generación eléctrica como para los subsectores residencial y transporte.

Brasil: Representa el mercado potencial más importante junto con México. Su industria gasífera, aunque modesta, está en plena expansión y necesitará importar grandes volúmenes de gas natural desde Bolivia y Argentina, y eventualmente Perú, si quiere satisfacer el mercado potencial (ver Cuadro 3), estimado en cerca de 100 mil millones de metros cúbicos. Sin embargo, el campo de acción que tiene para desarrollar más reservas es muy vasto, puesto que la exploración en la mayor parte de las zonas sedimentarias es todavía incipiente.

Chile: Con reservas probadas en el rango de los 120 mil millones de metros cúbicos, igual que Bolivia, Brasil, Colombia y Ecuador, pero localizadas geográficamente lejos de los centros de consumo (Santiago y norte del país), Chile es un potencial mercado para el comercio intrarregional de Argentina y Bolivia. De hecho, existen ya al menos dos proyectos de inversionistas privados de Argentina y Chile para tender gasoductos desde los campos de la cuenca Neuquina y del Noroeste, en Salta.

Colombia: El futuro gasífero del país se ve más prometedor que las cifras actuales de reservas. Colombia es, sin duda alguna, el país de América Latina con la mejor distribución de sus abundantes recursos energéticos; sin embargo, el retraso en la exploración petrolera y gasífera (66% de las actuales reservas de gas son de gas no asociado) hacen que por el momento se aplican mejores planes de importación de gas venezolano para hacer frente a la demanda futura. No sería sorprendente, no obstante, que en el mediano plazo Colombia sea la base de un proyecto de suministrar gas natural a algunos países de América Central. Actualmente la industria del gas se desarrolla con la participación de la empresa estatal ECOPETROL, como accionista de las empresas productoras y transportistas o como responsable de la parte de la distribución que no está en manos de inversionistas privados.

México: México y Venezuela conjuntamente representan el 75% de las reservas conocidas de gas natural de la Región y absorben el 57% del consumo aparente (83% cuando se incluye a Argentina). Sin embargo, el país ha sufrido vaivenes en su política petrolera y de gas que lo ha convertido de exportador neto de gas a, actualmente, importador neto. Eso no impide que la industria del gas en México pueda asegurarse un futuro prometedor, sobre todo si el gobierno define una política más acorde con las metas previstas en los planes sectoriales. Es importante señalar que la mayor parte de las reservas de gas están asociadas a la producción del petróleo, por lo que, de cuantificarse y explotarse el potencial de gas libre (no asociado) y definirse una política de precios ad hoc, el mercado potencial de México sería comparable proporcionalmente al argentino, ya que el país cuenta con una importante infraestructura de

**Cuadro 4
CAPACIDAD MUNDIAL GEOTERMOELECTRICA INSTALADA**

PAÍS	1985 (MW)	1990 (MW)	INCREMENTO (%)
ESTADOS UNIDOS	2.022	2.777	37,3
FILIPINAS	894	894	0
MÉXICO	645	700	8,5
ITALIA	519	545	5,0
NUEVA ZELANDA	167	293	75,4
JAPÓN	215	215	0
INDONESIA	32	142	343,8
EL SALVADOR	95	95	0
KENIA	45	45	0
ISLANDIA	39	45	15,4
NICARAGUA	35	35	0
CHINA	14	21	50,0
TURQUÍA	21	20	0
EX-UNIÓN SOVIÉTICA	11	11	0
FRANCIA	4	4	0
PORTUGAL	3	3	0
TAIWAN	3	3	0
GRECIA	2	2	0
TAILANDIA	0	0,3	-
TOTALES	4.766	5.847	22,7

Fuente: Desarrollo Geotérmico Internacional

gasoductos y sistemas de distribución en las principales ciudades.

Perú: A mediados de la década pasada, el descubrimiento del campo Camisea, en el sudeste del país, hizo del Perú un nuevo país gasífero. Sus reservas actuales representan dos tercios de las reservas argentinas, pero la ausencia de infraestructura y los altos costos de inversión necesarios para llevar el gas al principal centro de consumo, la ciudad de Lima, o construir una unidad de liquefacción han retrasado el aprovechamiento del recurso. Se espera que, con la apertura económica, inversionistas privados y las agencias de desarrollo apoyen la realización de estos proyectos para integrar el gas natural a la oferta energética nacional.

Trinidad y Tobago: Con amplias reservas de gas, en comparación con su demanda interna (más de 100 años

de relación reservas/producción), Trinidad y Tobago mantiene en suspenso, por falta de recursos de inversión, un ambicioso proyecto de liquefacción, así como otros para la recuperación de licuables y de metanol. La demanda interna proviene fundamentalmente del sector eléctrico y, en menor medida, del sector siderúrgico.

Venezuela: Con la expansión industrial, Venezuela pretende optimizar el aprovechamiento del gas natural, recurso que hasta la fecha había sido subestimado por la orientación petrolera de la política energética. Su red de gasoductos es importante y hay proyectos de ampliarla, pero falta realizar la interconexión de sus sistemas occidental y oriental. Otros proyectos en estudio son la construcción de una planta de GNL para la exportación a Estados Unidos y un gasoducto para exportar gas a Colombia.

4. GEOTERMIA

4.1 Introducción

Como puede verse en el Cuadro 4, para 1990 la capacidad geotérmica instalada a nivel mundial se elevaba a 5.847 MW. De esta potencia, los Estados Unidos absorbe el 47,5%, las Filipinas el 15,3% y México alrededor del 12%. De hecho, estos tres países, junto con Italia, cubren el 84% de la capacidad instalada total.

Entre 1985 y 1990, el incremento de la capacidad geotermeléctrica total fue de 1.081 MW, lo que representó un incremento global de 22,7%, equivalente a un poco menos del 4,3% promedio anual, que comparado con el salto de 126% del lustro precedente llama la atención. La explicación más objetiva es que, en el período de 1980 a 1985, se materializaron inversiones para desarrollar fuentes de energía alternativas a raíz de los choques

Cuadro 5 PAISES CON GENERACION GEOTERMOELECTRICA (GWh/1989)			
PAIS	TOTAL	GEOTERMIA	(%)
ESTADOS UNIDOS	2'467.000	8.000	0,3
FILIPINAS	28.400	6.730	23,7
MEXICO	105.905	4.661	4,4
ITALIA	203.220	3.150	1,6
NUEVA ZELANDA	28.950	2.000	6,9
JAPON	643.759	1.359	0,2
EL SALVADOR	2.170	373	17,1
KENIA	2.686	348	13,0
ISLANDIA	4.475	260	5,8
NICARAGUA	1.053	179	17,0
TURQUIA	-	68	-
CHINA	-	50	-
EX-UNION SOVIETICA	1'772.076	26	0,1
FRANCIA	148.620	20	0,1
GRECIA	31.702	0	-
TAILANDIA	35.097	0	-
INDONESIA	ND	1.100	ND

Fuente: Desarrollo Geotérmico Internacional

petroleros de los años setenta pero, al estabilizarse los precios del petróleo e luego incluso bajarse para llegar a un mínimo de menos de US\$10 en 1986, la opción geotérmica dejó de representar una fuente competitiva, ya que se estima que el nivel de precios del petróleo que justificaría el desarrollo geotérmico se sitúa entre los US\$15 y US\$18 por barril. Ahora, ese nivel está de nuevo vigente y hace que la geotermia una vez más aparece entre las inversiones del desarrollo del sector eléctrico en los países que cuentan con esta fuente energética.

Sin embargo, el criterio anterior no debe generalizarse, puesto que también ha quedado comprobado que una estrategia energética en los países importadores de petróleo del tercer mundo debería ser la de maximizar el aprovechamiento de sus recursos autóctonos, como seguro contra nuevas alteraciones del mercado petrolero mundial.

Con respecto a generación de energía, la importancia relativa de la geotermia se hace sentir en los países de menor desarrollo relativo. En el Cuadro 5 se observa que sólo en

cuatro países la energía aportada por la geotermia es mayor al 10% del total nacional, perteneciendo los cuatro países al llamado tercer mundo: las Filipinas (23,7%), El Salvador (17,1%), Nicaragua (17%) y Kenia (13%). En el caso de México, donde a nivel nacional la geotermia representa sólo un 4,4% de la generación eléctrica nacional, el campo Cerro Prieto (620 MW), por sí solo, resuelve la demanda global de un área geográfica vital para el país (Valle de Mexicali) y genera excedentes para exportar energía eléctrica a los Estados Unidos. Por ello su expansión se hará conforme se avanza en la confirmación de reservas adicionales.

4.2 Perspectivas de la Geotermia en América Latina y El Caribe

La situación geodinámica de los países latinoamericanos de la costa Pacífica favorece la existencia de un ambiente tectónico de margen continental activo (límite entre placas convergentes), el mismo que origina

un amplio frente volcánico dominado por magmas andesíticas y sus productos diferenciados que, al producirse y ascender hacia la superficie en grandes voltúmenes, determinan una anomalía térmica regional y un ambiente ideal para el desarrollo de campos geotérmicos de alta entalpía. Así, las áreas de interés geotérmico corresponden tanto a las fajas pacíficas del volcanismo andesítico como a las zonas de cruce entre el frente volcánico activo y las depresiones transversales.

En América Latina, la generación de energía eléctrica a partir de la geotermia ha progresado en el tiempo, al pasar de 563 GWh en 1975 a 1.809 GWh en 1982, y aporta actualmente 5.213 GWh por año (Méjico 89,4%, El Salvador 7,2% y Nicaragua 3,4%).

Existen posibilidades de aplicaciones geotérmicas en todos los países de la Región con excepción de aquellos de la cuenca Atlántica (Brasil, Guyana, Paraguay, Suriname y Uruguay) y Cuba. En algunos otros países, como Haití, Jamaica y

República Dominicana, así como algunos de las Antillas Menores, se presentan posibilidades de aprovechamientos de baja entalpía.

Si se pretendiera dar prioridades al desarrollo geotérmico regional, resultaría una prioridad de primer orden la integración de la geotermia a la oferta energética nacional en los países importadores de petróleo de menor desarrollo relativo. Tal es el caso de los países del istmo centroamericano: a pesar de ser la subregión con mayor potencial relativo frente a su demanda total de energía eléctrica, hace falta un decidido apoyo de inversión, tanto de las agencias de desarrollo multilaterales como de los propios países, para culminar los estudios y evaluaciones necesarios y progresivamente integrar más capacidad instalada de esta fuente energética, sustituto del petróleo importado. Además, en el caso de América Central, está comprobado que la geotermia puede competir económica y las plantas térmicas a fuel oil. ☀

Evolution and Outlook of Coal, Natural Gas, Geothermal Energy, and Hydroenergy in Latin America and the Caribbean

Gustavo Rodríguez-Elizarrarás*

In the case of coal, it is significant that, until the early eighties, it was mostly used by the iron and steel industry, but its thermal use for generating electricity has started to assume some importance in several countries, such as Colombia and Mexico

BACKGROUND

Without including biomass, these four sources of energy account for 30.25% of regional primary energy production, with gas accounting for 19.24%, hydropower 6.6%, coal 4.27%, and geothermal energy 0.14%.

In the case of coal, it is significant that, until the early eighties, it was mostly used by the iron and steel industry, but its thermal use for generating electricity has started to assume some importance in several countries, such as Colombia and Mexico. It is therefore envisaged that, in the next 20 years, the use of thermal coal will be highly competitive with other energy sources (petroleum, natural gas, and hydropower) to generate electric power.

As for natural gas, it is the energy source that offers the widest range of options for use in the future, since it is not only an important input, in terms of raw material, for the petrochemical industry but also the most viable and competitive substitute of oil products in all final seasonal uses, whether household or industrial, or as a fuel for motor vehicle transportation, either with

compressed natural gas (CNG) or synthetic gasoline. Moreover, it is an increasingly important option for electric power generation, especially when there are ecological constraints owing to the proximity of power plants to large metropolitan areas or when national policies impose the use of "clean" fuels.

On the other hand, hydroenergy is a widely available resource in Latin America, compared to other regions of the world, and it has great potential (716,307 MW). In contrast to resources trapped underground (petroleum, natural gas, coal, and geothermal energy), it can be measured physically with a high degree of reliability. Nevertheless, the low utilization of the identified potential (13.5%) reflects the constraints, essentially technical and financial, that prevent increasing exploitation of this renewable resource. Regarding this, in order to give an idea of the efforts carried out by the Region's countries in the recent past, it is enough to indicate that, of the more than US\$80 billion obtained by the Region in loans to develop the energy sector in the last 15 years, 72% was directed toward the power sector, 25% to the oil sector, but only 3% to coal, which explains the

* Mexican national, member of the Strategy Analysis Group, Energy Forecasting Project, Phase I, of the Latin American Energy Organization (OLADE) and the Commission of the European Communities (CEC)

thrust of the power sector and especially hydropower.

Finally, geothermal energy is a source of energy that has been used just recently in Latin America. In the fifties, a systematic study of geothermal energy was initiated in Mexico and countries of Central (El Salvador) and South America (Chile), for electric generation purposes. In the first two countries, research work culminated with the installation, in the seventies, of the Region's first geothermal power plants, during the major crisis produced by the increase of oil prices, which was especially favorable to El Salvador as a net oil importing country. In the eighties, Nicaragua opened its first geothermal plant and, at present, Costa Rica and Guatemala are involved in the last phases of the technical and economic feasibility studies for the construction of their first units.

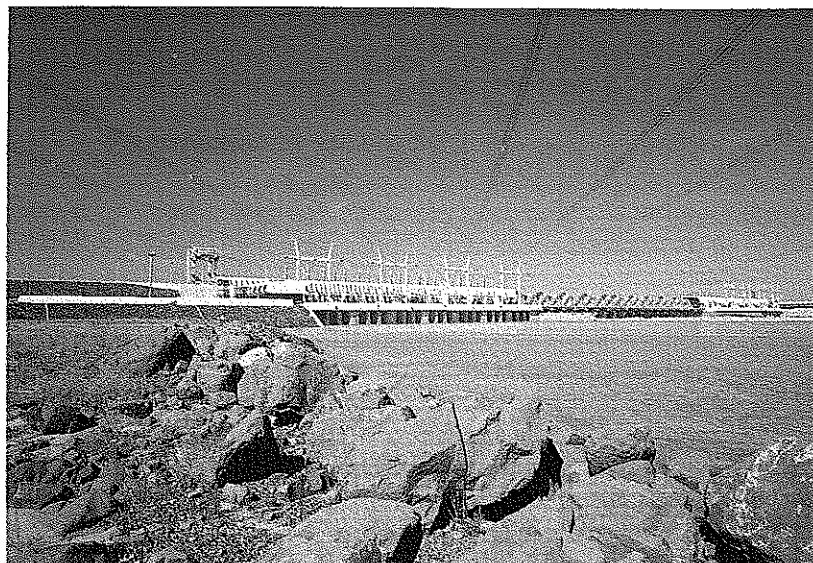
1. HYDROPOWER

1.1 Introduction

Owing to Latin America's favorable climatic and geographical conditions, this Region has a considerable water resources potential, even if it is scarcely utilized. The Region has an installable hydropower potential, speaking in technical and economic terms, that has been quantified at 716,307 MW.

A large part of this hydropower potential comes from the basins of major rivers known for their depth and breadth and even flow, such as the Middle Paraná, Amazonas, and Orinoco.

On the other hand, although it is certain that the present development of the regional potential can be viewed as low (see Table 1), despite duplication of installed capacity between 1980 and 1990, it is important to indicate that, of the Region's total production of electricity, 72%



is generated by means of hydropower and the remaining 28% basically with oil-fired thermal plants and marginally with other fuels.

In particular, it should be mentioned that only two hydropower stations, the largest in the world—El Guri in Venezuela and Itaipú in Brazil and Paraguay—together amount to an installed capacity of 22,600 MW, which accounts for 23.3% of the Region's installed capacity. As for the Andean area, despite the hydropower development of El Guri, it is the subregion that least takes advantage of its potential, since its present installed capacity of 20,391 MW only accounts for 7% of its potential although it is equivalent to 40.4% of the subregion's total.

The case of Central America, whose potential is estimated at 53,190 MW (although only about 25,500 MW are installable) and which has an annual average generation of 112,000 GWh (0.5 plant factor), is similar to that of other subregions since the distribution of its potential is highly irregular, inasmuch as 60% is concentrated in only Costa Rica and Guatemala. By contrast, El Salvador has the least hydropower resources, although pro-

portionally it is the country with the highest level of utilization (35%), compared to Nicaragua, for example, which only utilizes 4% of its potential. Despite low utilization, the hydropower potential in Central America has been developed almost to the limits of its power demand requirements, since about 75% of net generation from national interconnected systems comes from hydraulic stations; in several cases, such as Costa Rica, this share is as high as 99%.

1.2 Evolution and Perspectives of Hydropower

The electric power subsector, especially hydropower, has been the most dynamic subsector of energy development in the countries of Latin America. Its annual growth rate has remained between 8% and 10% during the last 20 years. Nevertheless, this hydropower expansion has been an important cause of country indebtedness; the energy sector's share of foreign debt of the countries rose to a regional average of nearly 20%.

1.3 Interconnections and Shared Resources

Regarding the Region's hydropower potential, there are considerable resources that can lead to binational or multinational cooperation, since this kind of project is not only more attractive in financial terms, as it always envisages intra-regional trade operations, but also optimizes the use of the resource and consolidates regional integration processes.

Nevertheless, the optimum development of national or shared resources cannot take place without a national interconnected system and a bilateral power interconnection, an infrastructure that would enable the development of large-scale projects

**Table 1
DEVELOPMENT OF HYDROPOWER POTENTIAL**

REGION	POTENTIAL (MW)	INSTALLED CAPACITY 1980 (MW)	UTILIZATION OF RESOURCE (%)	INSTALLED CAPACITY 1991 (MW)	UTILIZATION OF RESO. (%)
MEXICO	54,000	6,063	11.22	7,805	14.45
CARIBBEAN	9,114	487	5.34	519	5.69
CENTRAL AMERICA	53,190	1,316	2.47	2,667	5.01
ANDEAN AREA	289,680	8,104	2.79	20,391	7.04
SOUTHERN CONE	97,323	5,616	5.77	15,562	16.00
BRAZIL	213,000	27,649	12.98	50,167	23.55
TOTAL	716,307	49,235	6.87	97,039	13.54

Source: SIEE, OLADE

that can even exceed national demand, which would lead to a greater economy of scale and broader trans-border markets, in addition to sharing reserves, complementing hydropower regimes, coping with emergency situations with less unfavorable conditions, optimizing hydrothermal dispatch to minimize the consumption of fuel in thermal stations, etc.

The importance of shared water resources is such that, to date, more than one fourth of total installed capacity in the Region is involved in this kind of development, especially projects carried out in the Southern Cone, among them the world's largest hydropower station, Itaipú, built between Brazil and Paraguay.

Between 50% and 70% of the hydropower potential available in Latin America and the Caribbean corresponds to the contiguous or successive water flows located in the Amazon river basin, the Orinoco river basin, the River Plate basin, the shared river basins of the Pacific (South America), the basin of Grijalba-Usumacinta, and the basins of the Caribbean and the Central American isthmus.

1.4 The Particular Case of the Group of Three

Colombia, Mexico, and Venezuela set up a bloc of countries to seek greater integration and to promote technical and economic cooperation. Regarding energy, four working groups were created: hydropower, electric power interconnection, natural gas, and oil.

In the case of hydropower, the three countries as a whole account for more than one fourth of installed capacity in Latin America and the Caribbean, and the perspectives of hydropower development allow us to forecast that this percentage could increase.

In effect, a study conducted in the seventies in Colombia on the courses of 351 major rivers identified 274 projects, each with a capacity of over 100 MW, that could lead to an installed capacity of about 83,314 MW. Nevertheless, feasibility studies show that progress in terms of utilization, measured in the short term (5 years), medium term (10 years), and long term (20 years), could amount to 15,000 MW, that is, slightly under current total installed capacity.

On the other hand, Mexico has identified 511 projects, that would account for an installed capacity of 42,609 MW, envisaging only projects with annual average energy outputs of 40 GWh, without including currently operating stations, stations that have suspended operation, and projects that in 1989 were being designed or constructed. For the year 2010, the Federal Electricity Commission of Mexico (CFE) plans the integration of 13,580 MW of hydropower, including 1,098 MW to be built in the short term (1995), 2,729 MW in the medium term (2000), and the remaining 9,753 MW by the time horizon indicated.

In the case of Venezuela, 400 sites for hydropower development have been inventoried in 55 basins, with an estimated annual average energy of 155,000 GWh. Moreover, there are 50 additional basins at the pre-inventory stage, with an annual average energy estimated at 145,000 GWh. Nevertheless, in the short term, the construction program only envisages the installation of 2,548 MW; in the medium term the integration of two hydropower stations with a capacity equivalent to 4,848 MW; and in the long term four projects that would entail 9,100 MW of installed capacity.

2. COAL

2.1 Introduction

In contrast to other goods (nonmetallic minerals, agricultural and livestock products, etc.), whose prices are determined by market forces, in keeping with the law of supply and demand but on the basis of the monopolistic market or financial controls on the so-called world markets (Chicago, London, Tokyo, New York, etc.), or crude oil, which uses as a trade reference the so-called posted price (for example, the price stipulated for Arabian Light crude or West Texas Intermediate, placed on the Gulf of Arabia or Mexico, respectively), trading of coal is conducted on the basis of contracts negotiated between coal producing and exporting mining companies and consumer and importing companies, usually power utilities and cement industries for thermal coal and iron and steel companies for coking coal.

In Latin America, international trade of thermal coal was virtually nonexistent until well into the eighties, when the mining projects of El Cerrejón, in Colombia, started mass production for export. By 1990, therefore, Colombia was exporting

close to 15 million metric tons of thermal coal, thus placing itself over the traditional exporters: former Soviet Union, China, and Poland. Toward the year 2000, Colombia could well occupy fourth place among the group of coal exporting countries, with a share of more than 10% of international thermal coal trade. Perspectives for the first decade of the twenty-first century are optimistic because of the penetration thermal coal could achieve to supply energy to the countries of the Latin American region, especially Brazil and Mexico, although Cuba in the Caribbean could also be included as well as other Central and South American countries.

2.2 Evolution and Perspectives of Coal

Indeed, one has to view the near future of thermal coal in Latin America in terms of the perspectives of the power generation industry, since this energy product would have to compete with the technical and economic options offered by the development of hydropower, geothermal, and natural gas potential, in those countries that rely on these resources, and with oil (mainly fuel oil) as a complementary or main option or even with the nuclear option in those countries that are relatively more developed. This wide range of energy resources attempts to provide the best technical, economic, and financial response to the power expansion plans of the Region's countries.

Mexico is the best example of this trend, since its power expansion plan envisages, for the year 2000, the installation of nine dual power plants (fuel oil and coal), which would integrate into the national interconnected system about 12,000 additional megawatts to the 3,000 MW from three coal-fired power stations located in the State of Coahuila. These

nine scheduled plants would consume between 25 and 30 million metric tons of coal per year. The coal-fired station of Río Escondido currently consumes about 4 million tons per year. If this program is implemented, the share of coal for power generation in Mexico would grow from 3% at present to close to 10% by the end of the present century.

Another industrial sector that could play an important role in the future consumption of thermal coal is the cement industry, since not only can it be a valid energy alternative to substitute fuel oil when prices, availability, and supply logistics are combined, but also the ashes of the coal itself, instead of creating environmental management problems, can very well contribute to enriching the cement itself, which will undoubtedly positively affect final production costs.

Unfortunately, there is not enough information to forecast the future demand for thermal coal in the Latin American cement industry, but in the main producing countries, that is, Colombia, Venezuela, and Argentina, rising demand could be generated.

Using a broader perspective, the future of thermal coal in Latin America for the first two decades of the twenty-first century will no doubt depend on both technical and economic and environmental factors. Probably this latter aspect could be a determining factor, since if adequate environmental control is achieved in using coal for power generation, without increasing prices beyond maintaining competitiveness with oil or natural gas, the coal option, as in the case of Mexico, could be attractive in the coal producing countries themselves (Colombia and Venezuela) and other potential coal importing countries, such as Argentina, Brazil, Cuba, Chile, and Uruguay.

3. NATURAL GAS

3.1 Introduction

In the case of oil producing and exporting countries of Latin America and other regions of the third world, national oil earnings accounted and continue to account for a substantial share of revenues for national economies. This could explain, at least partially, the lack of integration of natural gas into their energy policies, since it implied diverting investments that apparently were more profitable when aimed at

**Table 2
GROSS COAL SUPPLY IN LATIN AMERICA AND THE CARIBBEAN
(thousand tons)**

COUNTRY	PRODUCTION		IMPORT		EXPORT	
	1987	1989	1987	1989	1987	1989
ARGENTINA	373	515	1,101	1,524		
BRAZIL	6,884	6,536	9,660	9,710		
COLOMBIA	14,594	18,902			10,287	13,462
CUBA			85	214		
CHILE	1,562	1,949	433	1,483		
HAITI			18	6		
JAMAICA				8		
MEXICO	7,341	7,041	34	31	76	47
PANAMA		16	36	17		
PERU	114	130	38	60		
DOM. REP.			232	262		
VENEZUELA	62	2,125				1,688
TOTAL	30,930	37,214	11,637	13,315	10,353	15,197

Source: SIEE, OLADE

the oil production and export industry. Without a doubt, it can be asserted that, in the last 20 years, the panorama has changed radically, since statistics (SIEE-OLADE) show that the percentage of unutilized natural gas, as a share of volume produced, is currently 11.4%, whereas in 1980 it was 20.6%, and in 1972 it amounted to 41.8%. Nevertheless, in none of the main oil producing countries of the Region is there a clear policy on gas; a certain marginality has been maintained with respect to associated natural gas, and there are no specific invest-

ment programs for the development and utilization of free natural gas (not associated to petroleum).

On the other hand, it is certain that, since the oil crises of the seventies, the trend, which has become even more apparent, has been toward greater involvement of natural gas in the energy balance of developed countries, and this has generated interest among enterprises involved in the exploration, exploitation, and services for this branch of hydrocarbons industry, as well as among multinational development agencies (World Bank, IDB, etc.). Within the framework of policies for decontrolling economies, which have been widespread in the Region, this interest will help to diversify and broaden the development of natural gas in the countries that are relatively more developed and among the member countries of OLADE.

3.2 Perspectives for Natural Gas in Latin America and the Caribbean

Up to the present, technological development of the natural gas industry has essentially remained within the group of countries that are members of the Organization for Economic Cooperation and Development (OECD), headed by the United States, which consumes 27% of the world total, followed by Western Europe and Australasia, with 14% and 3%, respectively. Nevertheless, the world's largest producer and consumer is the former Soviet Union, which absorbs 43.8% and 34%, respectively, of total world production and consumption. On the other hand, Latin America and the Caribbean lags far behind, since its overall consumption does not account for more than 4% of world total, of which almost 60% is absorbed by Mexico and Venezuela (see Table 3).

Except for Argentina, which has a gas company, Gas del Estado, in the other countries of Latin America and the Caribbean, natural gas does not have a clearly defined position, which partially explains the lack of policy guidelines over its integration in national energy plans as an independent subsector, in contrast to the electric power subsector. Natural gas has always been viewed and managed by state oil companies as an oil product, and because of this, in the past, up to more than half of associated gas produced was discharged into the atmosphere as waste, a situation that fortunately has considerably changed.

Regarding the future, as indicated by the figures of Table 3, experts differ on their assessment of the future performance of demand for natural gas in Latin America and the Caribbean. Nevertheless, regardless of whether these differences are the result of the application of specific models or the effect of conversion units, all agree that natural gas can experience a boom if a minimum set of measures are applied to integrate it more widely into overall energy supply.

**Table 3
ESTIMATE OF THE POTENTIAL NATURAL GAS MARKET IN THE YEAR
2000 AND SECTORAL DEMAND AND ITS PERCENTAGE SHARE:
(10⁹ m3)**

COUNTRY	RESIDENTIAL		INDUSTRIAL		ELECTRICITY		TOTAL	
	Pot**	Dem.	Pot	Dem.	Pot	Dem.	Pot	Dem.
ARGENTINA	13.6	10.2	60	10.0	9.4	72	8.2	8.2
BOLIVIA	0.7	0.06	5	0.9	0.9	85	1.2	0.1
BRAZIL	23.5	0.5	1.2	55.4	8.1	9	18.2	-
CHILE	1.1	0.4	19	2.3	0.1	3	0.7	-
COLOMBIA	2.9	0.4	5	6.6	3.4	40	5.9	5.9
MEXICO	33.0	2.9	7	93.8	51.4	49	72.8	5.5
PERU	2.2	0.06	2	2.9	0.8	21	1.7	0.4
TRIN-TOB.	-	-	-	7.5	7.5	93	2.2	2.2
VENEZUELA	5.6	0.6	6	30.1	30.1	80	21.9	6.8
TOTAL	82.6	15.0	11	210	113	42	133	29.0
							7	425 157 19

Notes:

* The percentage is the percent that, according to estimates, can be covered in each subsector by natural gas and not the potential gas market in the consumer subsector.

** Refers to the market that could potentially be supplied by natural gas.

Source: "Natural Gas in Latin America: Market Structure and Future Outlook", C. Khelli, May 23, 1990, World Bank.

It is difficult to forecast the investment levels that would be required to handle estimated consumption for the year 2000, since this would depend on the infrastructure that would have to be available to supply these volumes of natural gas, ranging from the development itself of field reserves to the gas pipeline and distribution networks. What indeed is indispensable in order to reach the goals that have been proposed is the coordinated effort of both public and private sectors, since governments will have to establish and maintain the policies that foster demand in the household and industrial subsectors. In electric power generation, however, the share of natural gas will depend on the expansion plans of the power utilities and the availability and comparative costs of other fuels.

It is important to observe that the figures envisaged in Table 3 mean that, by the end of the present century, natural gas consumption as recorded in 1990 will duplicate in the household-residential and power subsectors, whereas in the industrial subsector this consumption will increase fourfold.

The Region's gas potential, like oil, is far from being known, since exploration activities conducted until now indicate only one exploratory well for each thousand square kilometers of sedimentary areas, whereas the United States shows an exploration level of 80 wildcat wells per thousand square kilometers, the former Soviet Union 10 wells, and Western Europe 6 wells.

At present, only 13 countries of the Region produce natural gas. Barbados, Cuba, and Guatemala produce only very small volumes, and because of that, their situation will not be summarized here. The 10 remaining countries comprise the group on which future production and consumption forecasts are based. It is therefore considered advisable

that their situation be summarized below.

Argentina: It has the Region's longest gas tradition, inasmuch as it initiated its development more than 30 years ago, and today it has the third world's largest gas industry. It currently has more than 3 million users, who are served by a gas pipeline network (transmission and distribution) of about 50,000 kilometers. The state-owned company Gas del Estado held a monopoly on the gas industry, but recent changes have favored the creation of regional companies, aside from the ongoing privatization process of the industry as a whole. Its proven reserves account for 10% of regional reserves, and its reserves-production ratio is currently 35 years.

Bolivia: This is a country that has large resources to meet its potentially high demand and also to look for intra-regional markets. In fact, it is the Region's only exporter (except Mexico, which in the past exported to the United States but now imports): since the mid-seventies, it maintains an agreement with Argentina and has established one with Brazil to export electricity generated using natural gas in a plant to be built on the border. Another possible market for Bolivia, as well as for Argentina, is Chile. Internally, the National Energy Plan envisages a broad expansion of its domestic markets of natural gas, for industry and power generation, as well as the household and transportation subsectors.

Brazil: Along with Mexico, it represents the most important potential market. Its gas industry, although modest, is in full expansion, and it will need to import large volumes of natural gas from Bolivia and Argentina and eventually Peru, if it wishes to supply its potential market

(see Table 3), estimated at close to 100 billion cubic meters. Nevertheless, its field of action for developing more reserves is very vast, since exploration in the majority of sedimentary areas is still incipient.

Chile: With proven reserves on the order of 120 billion cubic meters, equal to those of Bolivia, Brazil, Colombia, and Ecuador, but geographically located far from consumption centers (Santiago and northern part of the country), Chile is a potential market for intra-regional trade with Argentina and Bolivia. In fact, there are already at least two projects with private investors from Argentina and Chile to lay gas pipelines from the fields of the Neuquina basin and the northeast in Salta.

Colombia: The country's gas future is more promising than what current figures for reserves seem to indicate. Colombia is without a doubt the country of Latin America with the best distribution of its abundant energy resources; nevertheless, the lag in oil and gas exploration (66% of current gas reserves are non-associated gas) has created a situation whereby the import of Venezuelan gas to meet future demand is more advantageous. It would not be surprising, nevertheless, that in the medium term Colombia could become the starting point for a project aimed at supplying natural gas to several Central American countries. At present, the gas industry is being developed by the state-owned company ECOPETROL, as shareholder of the producing and transport companies or as the entity in charge of that part of distribution that is not in the hands of private investors.

Mexico: Mexico and Venezuela together account for 75% of the Region's known reserves of natural

gas and account for 57% of apparent consumption (83% when Argentina is included). Nevertheless, the country has suffered from the ups and downs of its oil and gas policies, which have converted it into a net importer of gas, although in the past it had been a net exporter. This does not prevent the gas industry in Mexico, however, from ensuring for itself a promising future, especially if the government defines a policy that is more in keeping with the goals that have been forecast in sectoral plans. It is important to indicate that the majority of gas reserves are associated to oil production. Therefore, if the country's free (non-associated) gas potential was quantified and exploited and an ad hoc pricing policy defined, the potential market of Mexico would be proportionally comparable to that of Argentina, since the country already has a considerable infrastructure of gas pipelines and distribution systems in its main cities.

Peru: In the mid-eighties, discovery of the Camisea gas field in the southeastern part of the country converted Peru into a new gas producing country. Its present reserves amount to two thirds of Argentine reserves, but the lack of infrastructure and the high cost of making the investment needed to transport the gas to the main center of consumption, that is, the city of Lima, and to build a liquefaction unit have deferred development of this resource. It is expected that, with the opening up of the economy, private investors and development agencies will support the implementation of these projects in order to integrate natural gas into national energy supply.

Trinidad and Tobago: With large gas reserves, compared to its domestic demand (more than 100

Table 4
WORLD INSTALLED GEOTHERMAL ELECTRIC POWER CAPACITY

COUNTRY	1985 (MW)	1990 (MW)	INC. (%)
UNITED STATES	2,022	2,777	37.3
PHILIPPINES	894	894	0
MEXICO	645	700	8.5
ITALY	519	545	5.0
NEW ZEALAND	167	293	75.4
JAPAN	215	215	0
INDONESIA	32	142	343.8
EL SALVADOR	95	95	0
KENYA	45	45	0
ICELAND	39	45	15.4
NICARAGUA	35	35	0
CHINA	14	21	50.0
TURKEY	21	20	0
EX-SOVIET UNION	11	11	0
FRANCE	4	4	0
PORTUGAL	3	3	0
TAIWAN	3	3	0
GREECE	2	2	0
THAILAND	0	0.3	-
TOTAL	4,766	5,847	22.7

Source: International Geothermal Development

years of reserves-production ratio), Trinidad and Tobago nevertheless has suspended, owing to the lack of investment resources, an ambitious liquefaction project, as well as others aimed at recovering liquefiable products and methanol. Domestic demand essentially comes from the electric power sector and, to a lesser extent, from the iron and steel industry.

Venezuela: With the expansion of its industrial sector, Venezuela intends to optimize the development of its natural gas, a resource that up to now had been underestimated because of the oil focus of its energy policy. Its network of gas pipelines is extensive, and there are projects to enlarge it, but its western and eastern systems have not yet been interconnected. Other projects under study are the construction of a LNG plant for export to the United States and a gas pipeline for exporting gas to Colombia.

4. GEOTHERMAL ENERGY

4.1 Introduction

As indicated in Table 4, for 1990 installed geothermal capacity in the world amounted to 5,847 MW. Of this capacity, the United States accounted for 47.5%, the Philippines 15.3%, and Mexico about 12%. Indeed, these three countries, along with Italy, account for 84% of total installed capacity.

Between 1985 and 1990, the rise in total geothermal capacity amounted to 1,081 MW, which meant a global increase of 22.7%, equivalent to slightly less than a yearly average of 4.3%, which compared to the 126% jump of the preceding five years is quite low. The most objective explanation for this is that, during the period 1980-1985, investments materialized to develop alternative energy sources in response to the oil shocks of the seventies but, afterwards, when oil prices stabilized and even later declined, reaching a low of less than US\$10 per barrel in 1986, the geothermal option no longer represented a competitive source, since it is estimated that the level of oil prices that would be needed to justify geothermal development should be somewhere between US\$15 and US\$18 per barrel. These prices are now in force once again, and therefore geothermal energy has emerged again among the investments for developing the power sector of countries that have this energy source available.

Nevertheless, the above-mentioned approach should not be generalized, since it has already been proven that an energy strategy in the oil importing countries of the third world should aim at maximizing the development of its indigenous resources as a safeguard against new changes on the world oil market.

**Table 5
COUNTRIES WITH GEOTHERMAL POWER GENERATION
(GWh/1989)**

COUNTRY	TOTAL	GEOTHERMAL	(%)
UNITED STATES	2,467,000	8,000	0.3
PHILIPPINES	28,400	6,730	23.7
MEXICO	105,905	4,661	4.4
ITALY	203,220	3,150	1.6
NEW ZEALAND	28,950	2,000	6.9
JAPAN	643,759	1,359	0.2
EL SALVADOR	2,170	373	17.1
KENYA	2,686	348	13.0
ICELAND	4,475	260	5.8
NICARAGUA	1,053	179	17.0
TURKEY	-	68	-
CHINA	-	50	-
EX-SOVIET UNION	1,772,076	26	0.1
FRANCE	148,620	20	0.1
GREECE	31,702	0	-
THAILAND	35,097	0	-
INDONESIA	NA	1,100	NA

Source: International Geothermal Development

Concerning energy generation, the relative importance of geothermal energy is being felt in those countries viewed as relatively less developed. In Table 5, it is observed that only in four countries does the energy from geothermal sources amount to more than 10% of the national total. These four countries belong to the third world: the Philippines (23.7%), El Salvador (17.1%), Nicaragua (17%), and Kenya (13%). In Mexico, where geothermal energy accounts for only 4.4% of national electric power generation, the Cerro Prieto field (620 MW), by itself, meets the overall demand of a vitally important geographical area (Valle de Mexicali) and generates surpluses for exporting electric power to the United States. Because of this, gas production will expand as additional reserves are confirmed.

4.2 Geothermal Perspectives in Latin America and the Caribbean

The geodynamic location of Latin American countries on the

Pacific coast is at the origin of a tectonic environment with an active continental margin (boundary between converging plates), which produces a broad volcanic front dominated by andesitic magmas. Its differentiated products, when they are produced and rise toward the surface in large quantities, create a regional thermal anomaly and therefore an ideal environment for the development of high-enthalpy geothermal fields. Therefore, the areas that are of geothermal interest involve both the Pacific zones of andesitic volcanism and the intersections between the active volcanic front and transversal dips.

In Latin America, the generation of electric power using geothermal energy has progressed over time,

increasing from 563 GWh in 1975 to 1,809 GWh in 1982 and at present contributes 5,213 GWh per year (Mexico 89.4%, El Salvador 7.2%, and Nicaragua 3.4%).

There are possibilities for geothermal applications in all countries of the Region except for those of the Atlantic basin (Brazil, Guyana, Paraguay, Suriname, and Uruguay) and Cuba. Some other countries, such as Haiti, Jamaica, and the Dominican Republic, as well as some of the Lesser Antilles, have low-enthalpy development possibilities.

If an attempt were made to establish regional geothermal development priorities, the first priority would be the integration of geothermal sources into national energy

supply in those oil importing countries viewed as relatively less developed. This would cover the countries of the Central American isthmus: although it is the subregion with the greatest relative potential in terms of meeting its total demand for electric power, there is a lack of firm investment support on the part of both multilateral development agencies and the countries themselves to conclude the studies and assessments needed to gradually integrate more installed capacity of this energy source, which is a substitute of imported oil. Moreover, in the case of Central America, it has been proven that geothermal energy can compete economically with hydropower and thermal plants using fuel oil. ☈