

APROVECHAMIENTO DE LA ENERGIA DEL VIENTO EN LA REGIÓN DE MAGALLANES Y POTENCIALIDADES PARA SU USO EN CHILE

Arturo Kunstmann F.

Miguel Mansilla C.

Centro de Estudios de los Recursos Energéticos

Universidad de Magallanes

La XII Región de Magallanes y Antártica tiene una población de unos 150.000 habitantes, los que están concentrados en Punta Arenas (115.000) y en pueblos como Puerto Natales, Pto. Porvenir, Pto. Williams y varias villas rurales pequeñas. La zona continental de la XII Región se extiende por 132.000 km².

La Región de Magallanes basa su desarrollo económico en la explotación primaria de sus recursos naturales: gas natural, ganadería ovina, recursos pesqueros y de acuicultura, industria forestal y servicios turísticos, estos últimos desarrollados sólo en años recientes pero con el mayor crecimiento relativo.

Cada centro poblado posee sistemas aislados de generación y distribución de suministro energético, principalmente sobre la base de gas natural de reservas regionales (a excepción de Pto. Williams). Se reconoce que la base energética de la región es gas natural, estando prácticamente agotadas las reservas explotables de petróleo. ENAP-Magallanes provee gas para las ciudades e empresas, especialmente, como materia prima química para la fabricación de metanol en la planta individual de mayor producción del mundo, cuyo suministro es suplementado con gas natural proveniente de los grandes yacimientos de Argentina.

Por otra parte, la región dispone de vastas reservas de carbones sub-bituminosos, los que se explotan en una escala muy limitada. También los volúmenes de bosques nativos y las enormes extensiones de terreno ofrecen perspectivas para el aprovechamiento energético de biomasa. Por último, destaca el viento como recurso prácticamente permanente a lo largo de todo el año, en todas las zonas con características de pampa patagónica, que representan buena parte de la superficie en la región.

Con miras a profundizar el conocimiento disponible sobre recursos energéticos de la zona, identificar sus potencialidades y nuevas aplicaciones, en 1993 fue creado por la Universidad de Magallanes (compuesta por 100 académicos de jornada completa y 2.000 estudiantes) el Centro de Estudio de los Recursos Energéticos (CERE/UMAG) como proyecto institucional. Esta iniciativa cuenta con el apoyo del Programa de Fomento a la Investigación y Desarrollo Tecnológico (FONDEF) y de la Comisión Nacional de Investigaciones Científicas y Tecnológicas (Conicyt).

Las principales líneas de trabajo definidas por CERE/UMAG son:

- La evaluación y aprovechamiento de la energía del viento, recurso muy abundante en la XII Región;
- El estudio de la eficiencia energética, especialmente en el sector residencial;
- El planeamiento y la gestión de los recursos territoriales, con especial énfasis en los energéticos.

Evaluación y Aprovechamiento de la Energía del Viento

Como resultado de una campaña de mediciones para caracterizar el potencial eólico en diferentes sectores de la XII Región, en CERE/UMAG se han determinado valores de velocidades medias anuales (medidas a 10 metros de altura) en los siguientes puntos de interés:

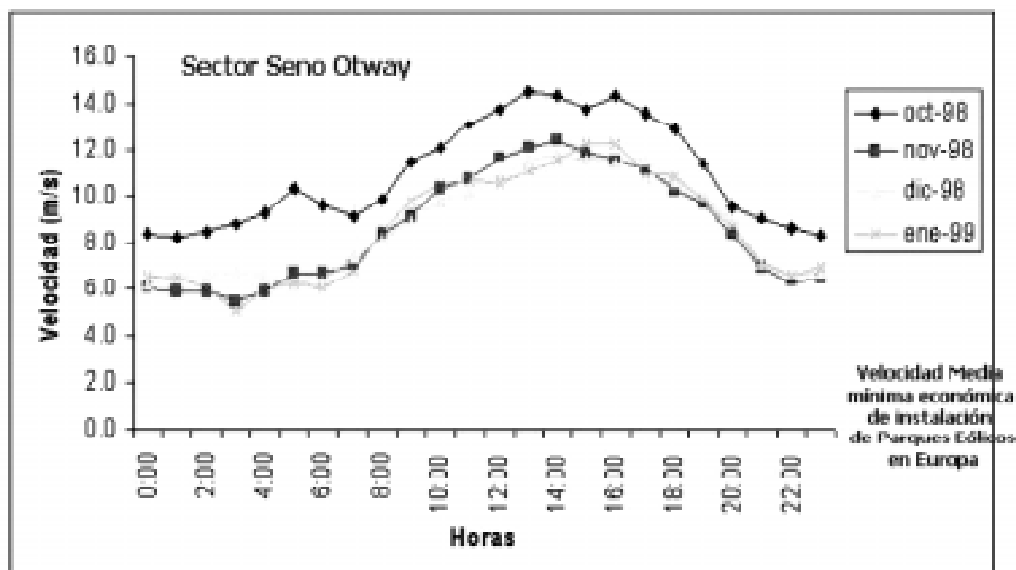
Gráfico N°1
EVALUACIÓN DEL RECURSO EÓLICO REGIONAL



<i>Villa Cerro Castillo, Comuna Torres del Payne (51°20'S; 72°20'W):</i>	<i>7,0 m/seg.</i>
<i>Villa Tehuelche, Comuna Laguna Blanca (52°22'S; 71°35'):</i>	<i>5,5</i>
<i>Pingüineras, Seno Otway (52°55'S; 71°50'W):</i>	<i>9,2</i>
<i>Punta Arenas, Campo de Pruebas CERE/UMAG (53°9'S; 71°50'W):</i>	<i>5,5</i>
<i>Sector Carmen Sylva, Isla Tierra del Fuego (53°22'S; 68°40'W):</i>	<i>11,1</i>
<i>Pto. Williams, Comuna Cabo de Hornos (54°57'S; 67°26'W):</i>	<i>9,2</i>
<i>Estación, Cabo de Hornos (55°58'S; 67°12'W):</i>	<i>9,1</i>
<i>Base Pdte. Frei, Isla Rey Jorge, Antártica (62°S; 58°35'W):</i>	<i>8,2</i>

De los valores anteriores se concluye el excelente potencial en muchos sectores, considerando que velocidades medias anuales superiores a 5 metros/segundo son consideradas de valor económico para las instalaciones de Parques Eólicos comerciales que usualmente se implementan en Europa.

Cuadro N°1
VELOCIDAD MEDIA DEL VIENTO
(OCTUBRE '98 - ENERO '99)



El viento en Magallanes tiene una importante componente del Oeste, una variación estacional que exhibe mayores velocidades entre Noviembre y Abril, y promedios inferiores a la media anual - típicamente en Febrero- entre los meses de Mayo a Octubre.

Las mejores perspectivas para el aprovechamiento masivo de la energía del viento en Magallanes se concentran en torno a las redes eléctricas de las ciudades de Punta Arenas, Pto. Natales y Pto Porvenir. Sin embargo, el bajo precio del gas natural (alrededor de US\$ 1,2 por Millón BTU) dificulta la competitividad de la aerogeneración de electricidad, al no considerarse los efectos ambientales negativos de la generación de energía mediante las tecnologías convencionales de combustión de gas.

Las más de 1.000 'estancias' ganaderas de la región producen autogeneración de electricidad mediante motores a combustible diesel, con costos de funcionamiento que reducen la disponibilidad de electricidad a las épocas de faenas de esquila, bombeo de aguas para riegos de cultivos forrajeros e iluminación. Además, la electricidad está limitada sólo un horario racionado durante la noche. Por ello, sería interesante desarrollar un mercado de aerogeneradores a escala de pequeñas potencias. Aunque el relativo alto costo inicial de la instalación y la cultura entre los empresarios de operar sus negocios a costos mínimos no lo ha permitido, en el sector municipal se han desarrollado algunas iniciativas: en las Escuelas-Hogares de Villa Tehuelche (106 Km al norte de Punta Arenas) y en Agua Fresca (Km 25 Sur de Punta Arenas) se han instalado equipos de 1 y 1,5 Kilowatts, que alimentan un circuito de iluminación con lámparas fluorescentes de bajo consumo, a través de un convertidor y desde un banco de baterías de acumulación.

Foto N°1
MICRO-SISTEMAS AUTÓNOMOS DE AEROGENERACIÓN



Agua Fresca (Km 25 Sur de Punta Arenas) 2 Bergey 1,5 Kw

Eficiencia Energética en el Sector Residencial

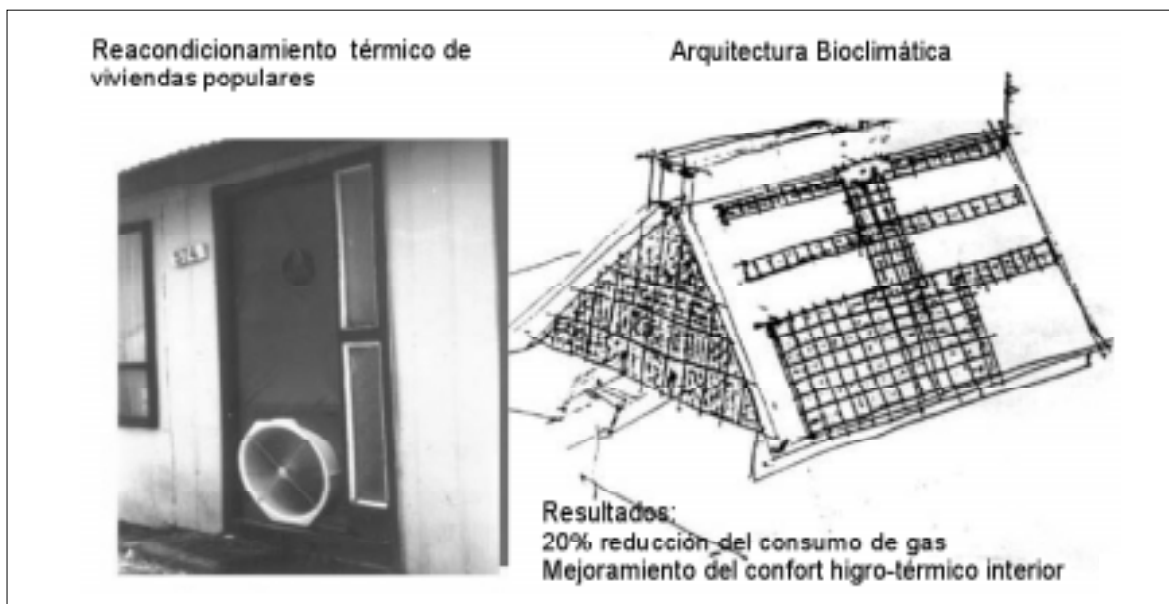
El uso de la energía en la vivienda es otro de los temas de importancia para un manejo eficiente de los recursos. Por ello, el trabajo de CERE/UMAG se ha dirigido también hacia la capacitación y educación en los conceptos de la Ingeniería Térmica y la Arquitectura Climática, y en el desarrollo de tecnologías apropiadas para mejorar las condiciones del ambiente interior (temperaturas, variación, humedad) de las viviendas de sectores de menores ingresos. Esto último es de importancia fundamental considerando las bajas temperaturas de la zona. La ciudad de Punta Arenas tiene una temperatura media anual cercana a 6 °Celsius, con valores de 0 °C en invierno y unos 12 °C en los meses de verano.

Se han realizado estudios para evaluar la calidad térmica de viviendas típicas de conjuntos habitacionales de Punta Arenas, identificando que las principales vías de pérdida de calor se originan en: una deficiente aislación térmica (tanto en cantidad como en calidad de colocación); muchas vías de infiltración verificadas con mediciones mediante técnicas de 'Puerta-Ventilador' (debido a deficientes soluciones en uniones ladrillo-madera y en calidad de terminaciones); y malos hábitos de los moradores (excesiva humedad interior por falta de ventilación, sistemas de calefacción adaptados y/o sobredimensionados, etc.).

El desarrollo de un sistema para el sellamiento de infiltraciones con polietileno; la instalación de aislación térmica con láminas de poliestireno expandido, ejecutado por el exterior de las viviendas; y el control de los resultados mediante el seguimiento en los consumos mensuales de gas durante más de un año, permitió establecer que la tecnología desarrollada podría reducir el consumo de combustible en al menos un 22%, logrando -en opinión unánime de las 20 familias cuyas viviendas se intervino- una muy superior condición de humedad y confort térmico interior.

A partir de esta experiencia, se ha propuesto implementar un plan de reacondicionamiento de las cerca de 2.000 viviendas de la Región, que reciben un subsidio al consumo inicial mensual de gas natural, para mejorar la calidad de la construcción y junto con ello, reducir el consumo de combustible en los hogares.

Cuadro N°2
EFICIENCIA ENERGÉTICA EN EL SECTOR RESIDENCIAL



Centro de Estudios de Recursos Energéticos. Universidad de Magallanes.

Planeamiento y Gestión de los recursos Energéticos y Productivos de la XII Región

El reducido tamaño del mercado de la energía en la región de Magallanes y la desconexión física de esta zona respecto de las grandes demandas del país, limitan la transmisión de electricidad. Por esta razón, el aprovechamiento de los recursos energéticos debe ser planteado en sistemas aislados, de potencias pequeñas; sin embargo, esto hace difícil manejar las ventajas de las economías de escala, que normalmente están asociadas a una utilización más eficiente de los sistemas de producción y utilización de energía.

Por tanto, es necesario que el diseño de esquemas para un mejor aprovechamiento de las fuentes naturales y renovables de energía en la XII Región -como el abundante viento de las llanuras magallánicas- se plantee en función de las perspectivas de desarrollo de mediano/largo plazo de zonas y comunas particulares. Ello implica realizar evaluaciones del conjunto de recursos productivos y potencialidades locales -aparte de los energéticos-, y promover ejercicios orientados a la integración eficaz de tales recursos territoriales. En definitiva, esto supone un proceso amplio de planificación comunal, incluso a nivel estratégico.

Frente a esta necesidad, CERE/UMAG comenzó en 1997 a implementar un Laboratorio de Sistemas de Información Geográfica con un nuevo apoyo financiero del Programa FONDEF. La infraestructura tecnológica complementa el esfuerzo del Gobierno Regional de crear un catastro digital de recursos naturales y humanos, en la forma de un Sistema de Información para la Gestión Regional y Local (SIGREL-XII Región). Paralelamente, se implementa un programa de perfeccionamiento y se establecen relaciones académicas para el desarrollo de aplicaciones con entidades de experiencia (Centro de Estudios Espaciales, Universidad de Chile; Laboratorio de Ciencias de la Información Geográfica, U. Mayor).

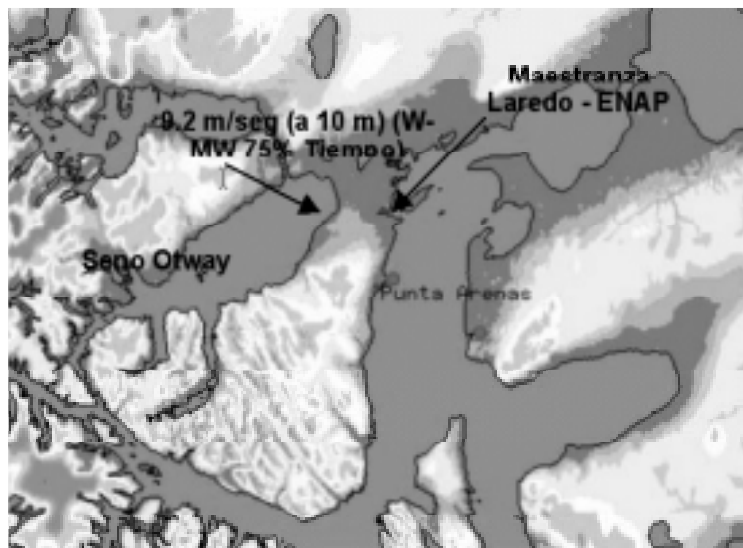
Actualmente se trabaja en el desarrollo de una metodología que ayude a instrumentalizar la toma de decisiones, respecto del uso de fuentes energéticas distribuidas espacialmente sobre una región vasta, como la de Magallanes ('Plan Maestro de Energía' para la XII Región). La idea es que considere los diferentes recursos energéticos disponibles y los incorpore en una malla que asegure, en el largo plazo, su óptima utilización en términos económicos, ambientales y de desarrollo local. El diseño del Plan descansa fuertemente en las fortalezas que ofrece la plataforma SIG para el análisis espacial, y en el empleo de técnicas de evaluación multicriterio y multiobjetivo.

Proyectos de Parques Eólicos en Magallanes

El sistema eléctrico de la XII Región consta de sub-sistemas por centros poblados, siendo el de Punta Arenas el de mayor tamaño: 30 Megawatts de demanda máxima de potencia, consumo de 160.000 MWh/año y tasa de crecimiento del 5% al año. También existen los sub-sistemas de Pto. Natales y de Pto. Porvenir, con pequeñas demandas máximas de 3 MW y 1 MW, respectivamente. Todos estos sub-sistemas están compuestos por turbinas y motores, alimentados por gas natural. En otras localidades de la XII Región -algunas villas de comunas rurales- operan generadores accionados con motores a gas, pero en varias villas y en las estancias, se usan generadores con combustible diesel, generalmente no bien dimensionados para satisfacer la demanda. Tal es el caso de Pto. Williams, con un máximo de 0,5 MW.

En conjunto con consultores privados (MaBeCon) se evalúa la instalación de un Parque Eólico en la zona del Seno Otway, compuesto por 10 máquinas de 850 kW, a 50 metros de altura. La velocidad media estimada es de unos 12,5 metros/segundo a la altura del generador y hay una distancia de empalme de unos 40 kilómetros hasta la Central actual. Se estima que la inversión necesaria sería de US\$ 8,2 millones y que la electricidad aerogenerada tendrá una penetración máxima del 45 % en la red, ahorrando 11 millones de m³ de gas natural al año. Esto significa un valor actual neto (descontado al 10% anual) de US\$ 2,3 millones, aplicando un impuesto a las utilidades del 17% y aprovechando los beneficios de bonificación del 20% de la inversión en equipos (Ley Austral). Los resultados revelan la potencialidad que tiene la tecnología de aerogeneración de electricidad, en un escenario en que los precios proyectados del gas natural son, comparativamente, muy bajos.

Gráfico N°2
AEROGENERACIÓN EN ALTA POTENCIA



Estudio Parque Eólico Seno Otway
MaBeCon CERE/UMAG

El desarrollo de nuevas tecnologías para la generación de electricidad mediante el uso de Celdas de Combustible abrirá perspectivas muy interesantes para el aprovechamiento de la energía del viento en forma masiva, pues permitirá la conversión directa de la electricidad producida en un ‘transportador de energía’ (como el hidrógeno) mediante procesos de electrólisis usando agua dulce, a través de membranas operando a presión para almacenamiento directo o inyección a redes de transporte y distribución. El uso de hidrógeno eliminará todos los inconvenientes de tipo ambiental que ocasionan los combustibles derivados del petróleo y gas natural. Además, abre enormes posibilidades para la generación distribuida -que provee electricidad de mayor calidad de suministro- a través de la integración a una gran red con sistemas más pequeños. Adicionalmente, el uso de hidrógeno producido con electricidad aerogenerada, permitirá convertir en sistemas no contaminantes los motores estacionarios y los del sistema de transporte.

Proyectos de Investigación y Desarrollo Tecnológico

CERE/UMAG ha formulado una propuesta para la “Caracterización y Aprovechamiento Integral de la Energía del Viento en Chile”. Esta iniciativa se justifica en las debilidades del sistema energético chileno, que acentúa la importancia de dar una mayor valoración a la explotación de los recursos renovables -principalmente el viento y la radiación solar- con potenciales explotables que son más que evidentes en muchas zonas a lo largo del país, cuyas tecnologías de aprovechamiento han alcanzado niveles competitivos de costos y, más ampliamente aún, tienen efectos indirectos muy positivos sobre los procesos de descentralización nacional y el desarrollo socio-económico regional.

Siguiendo estas premisas, el Proyecto persigue: 1) medir, modelar y publicar información de la potencialidad del recurso viento en diversas regiones de Chile, y 2) demostrar la viabilidad técnica y económica de sistemas combinados de generación de energía a partir de recursos renovables, en la operación de aplicaciones productivas aisladas.

Gráfico N°3
LA ENERGÍA EÓLICA EN CHILE
ESTUDIO CORFO 1993



Los resultados del proyecto promoverán nuevas inversiones en generación eléctrica, porque ayudarán a reducir el riesgo que actualmente existe (por la falta de información) en la evaluación de Parques Eólicos para inyección de electricidad a la red nacional. Además, facilitarán el diseño de sistemas híbridos de generación de energía a costos optimizados de operación y uso mínimo de combustibles fósiles, lo que significará un impulso a la instalación de proyectos productivos de electricidad tanto a nivel industrial como en los sectores del turismo y producción agropecuaria en zonas rurales y aisladas del país.

La metodología para la elaboración de modelos de vientos se basa en el uso de técnicas modernas de procesamiento de datos meteorológicos globales, obtenidos con sensores remotos, y métodos de modelación del terreno que se integrarán mediante las herramientas de los Sistemas de Información Geográfica. Ello permitirá producir atlas y mapas eólicos en los que se presentarán, junto a información cuantitativa del recurso (debidamente validada con mediciones sobre el suelo), los elementos geográficos claves para el diseño de Parques Eólicos (topografía, accesos, distancia a red SIC/SING, etc).

El método para identificar y probar las formas de aprovechamiento óptimo de los recursos renovables consistirá en el análisis de sistemas híbridos de generación de electricidad y calor a escala. Se evaluará el funcionamiento de instalaciones combinadas de un generador diesel/gas de baja potencia con aerogeneradores, paneles fotovoltaicos y una celda de combustible, con el fin de desarrollar modelos de optimización frente a diferentes características de demandas -según se presentan en las situaciones reales de potencial aplicación-. En el caso de aplicaciones para bombeo de agua, se complementará con métodos para apoyar la detección de aguas subterráneas y la gestión del riego, mediante tecnología de sensoramiento remoto y tratamiento de imágenes satelitales.

El Plan de Trabajo del proyecto se plantea un horizonte de 24 meses, permitiendo la participación de profesionales con especialización y experiencia en las diferentes disciplinas que intervienen, e involucrando el apoyo de asesoría y capacitación de Centros especializados en modelamiento de datos y estudio de sistemas híbridos de generación de electricidad (NREL, EE.UU.; RISO, Dinamarca; DRI, EE.UU.). El costo total del proyecto es de \$350 millones de pesos chilenos, al que contribuyen la Empresa Nacional del Petróleo ENAP-Magallanes y empresarios del sector agropecuario de Magallanes. El aporte solicitado a FONDEF es de \$200 millones.

El proyecto producirá, en el mediano y largo plazo, beneficios económicos directos asociados a la generación de nueva producción de electricidad en el país, mediante tecnología eólica a escala masiva, por inyección a grandes redes y en baja/media potencia para sistemas aislados. Además, contribuirá significativamente a mejorar la productividad de sectores agropecuarios del país que presentan deterioro de suelos y déficit de aguas para cultivo y bebida de animales; e impulsará las inversiones en sector turismo, acuicultura y en sectores rurales alejados. Indirectamente el proyecto contribuirá a generar una capacidad nacional de alto nivel técnico, para crear fortalezas orientadas al diseño y óptimo aprovechamiento de los abundantes recursos renovables -especialmente eólicos y solares- existentes en Chile. □

ENERGIZACIÓN Y MEJORAMIENTO DE LA PRODUCTIVIDAD DE LAS COMUNAS DE HUALAIHUÉ Y CHAITÉN

Ing. Alfredo Muñoz Ramos
Programa de Investigaciones en Energía
Universidad de Chile

La sustentabilidad del desarrollo que ha experimentado el país en los últimos años se encuentra amenazada si sus frutos no se reparten equitativamente en la población. Una de las áreas donde las desigualdades se hacen manifiestas es en la satisfacción de las necesidades vinculadas al uso de la energía. Si bien estas desigualdades afectan a los sectores urbanos pobres, las dificultades en el acceso y cobertura energética son especialmente críticas para el sector rural, ya que obedecen a problemas de accesibilidad económica e inaccesibilidad física.

A continuación se da cuenta del trabajo que ha abordado el problema de la energización en algunas localidades de la Comuna de Hualaihué y la zona costera al norte de Chaitén. Se realiza un análisis crítico de la generación de electricidad, que hace uso de combustibles fósiles en una zona con abundantes recursos hídricos. Se estudia también el desarrollo de proyectos productivos y su relación tanto con la sustentabilidad de las iniciativas como con la superación de los problemas económicos de la población que habita estos lugares.

Electrificación de localidades de la comuna de Hualaihué

El Gobierno de Chile ha incluido la electrificación rural dentro de sus prioridades en el ámbito de la energía. La importancia asignada a este tema guarda estrecha relación con grandes objetivos como la superación de la pobreza, el mejoramiento de la calidad de vida y la integración de todos los chilenos en el proceso de desarrollo económico y social.

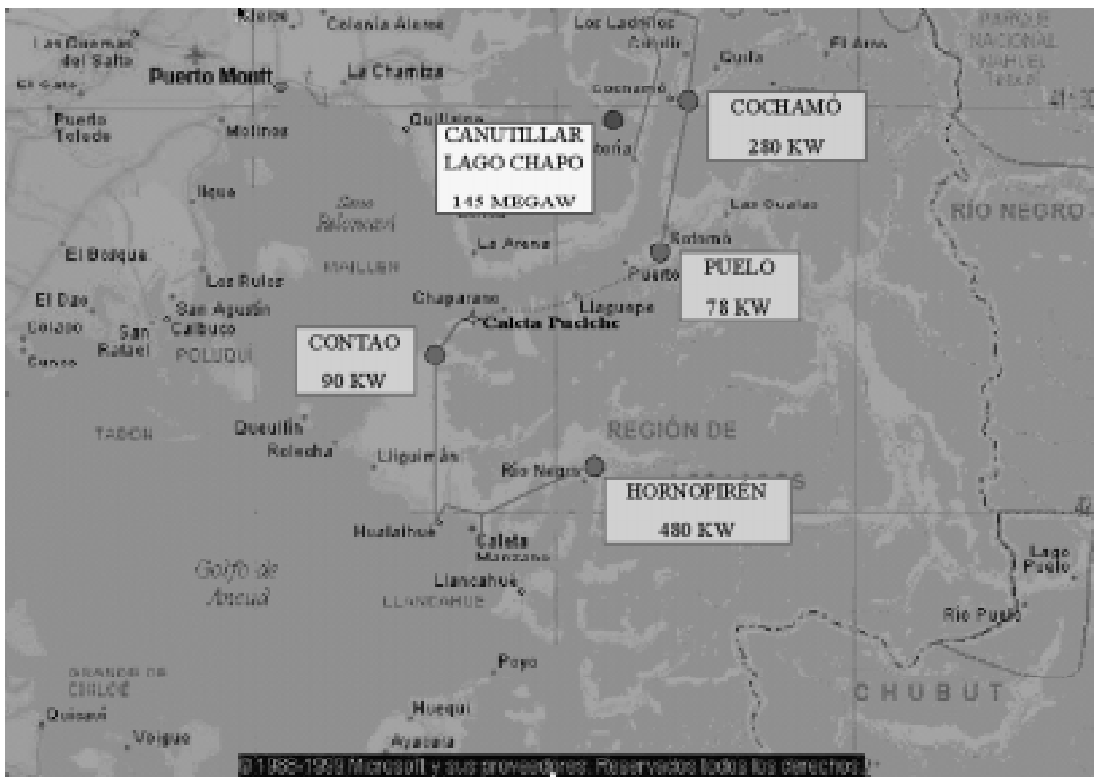
Según cifras oficiales del Instituto Nacional de Estadísticas, existen alrededor de 507.000 viviendas rurales. De éstas, cerca de 240.000 carecen absolutamente de suministro eléctrico. Esto significa que sólo un 53% de las viviendas estaban electrificadas, principalmente a través de la conexión a sistemas de distribución convencionales y, en menor medida, a través de la electrificación con grupos electrógenos y/o sistemas no convencionales (baterías, energía fotovoltaica, etc.).

Por estas razones, la Comisión Nacional de Energía (CNE), en colaboración con otras entidades gubernamentales, desarrolló durante 1994 un trabajo destinado a impulsar acciones que permitieran incrementar significativamente la cobertura de los servicios energéticos en el medio rural. Como se señaló en anteriores presentaciones, el trabajo realizado dio origen al Programa de Electrificación Rural, PER.

Según este Programa, el financiamiento de los proyectos es compartido por los beneficiarios (10%), las empresas adjudicatarias (25% a 30%) y el Estado (65% a 70%), que otorga un subsidio a la inversión cuando el proyecto presenta una evaluación social positiva y una evaluación privada negativa. Gracias a esta iniciativa, la cobertura nacional de electrificación rural pasó de un 57% a fines de 1993 a un 76% a fines de 1999.

En el marco de este programa, se desarrolló la iniciativa de electrificación de las comunidades de Hualaihué, como se ilustra en el mapa que sigue.

Gráfico N°1
ELECTRIFICACIÓN DE LAS COMUNIDADES DE HUALAIHUÉ



Entre las opciones que se propusieron para llevar a cabo la electrificación, fue seleccionada la alternativa consistente en la instalación de Centrales Diesel en Cochamó, Puelo, Contao y Hornopirén. Aunque existe una central hidroeléctrica de 145 megaWatts en el Lago Chapo y numerosas caídas de agua circundantes en el lugar, se ha privilegiado la alternativa de generación energética en base a combustibles fósiles. Cabe señalar que no existe conexión eléctrica entre Puelo y Contao. La evaluación de las alternativas presentadas se describen a continuación.

Evaluación de la opción diesel

La evaluación del proyecto de electrificación con generadores diesel se realizó mediante el cálculo del valor presente neto, en un horizonte de 20 años. El cuadro siguiente resume los parámetros de cálculo.

Cuadro N°1
EVALUACIÓN DE LA OPCIÓN DE ELECTRIFICAR CON GENERADORES DIESEL

Inversión en generadores (incl. obras civiles)	329.000	US\$
Costo variable (petróleo)	0,086	US\$/kWh
Otros costos		
Personal	48.000	US\$/año
Mantenimiento	17.600	US\$/año
Total a 20 años	3.826.000	US\$

Evaluación de la opción hidroeléctrica

La opción hidroeléctrica que se evaluó fue la conexión a la central hidroeléctrica de 145 megaWatts. No se evaluó la opción en base a minicentrales hidroeléctricas. La tabla siguiente muestra el resultado de la evaluación.

Cuadro N°2
EVALUACIÓN DE LA OPCIÓN DE ELECTRIFICAR
CON GENERADORES HIDROELÉCTRICOS DE GRAN TAMAÑO

Inversión en subestaciones	2.089.000	US\$
Costo variable (compra de energía al sistema)	70.000	US\$/año
Otros costos		
Personal	43.000	US\$/año
Total a 20 años	3.832.000	US\$

Opción elegida y consecuencias en la tarifa eléctrica y de desarrollo de la región

Como se desprende de los cuadros anteriores, la alternativa seleccionada -de acuerdo a las pautas del PER- fue aquella que significaba un menor valor presente neto, que en este caso fue la opción basada en generadores diesel.

Sin embargo, la tarificación se fijó en base a fórmulas establecidas para grandes sistemas eléctricos (costo marginal) que, obviamente, resultó claramente superior a la cancelada por los ciudadanos conectados al sistema eléctrico central. Esto ocurrió porque los costos de la generación diesel son mucho más elevados que la generación hidroeléctrica. En definitiva, el costo de la energía domiciliar fue más del doble que la de los ciudadanos conectados al sistema central.

Al transcurrir el tiempo se demostró que la opción diesel había sido una mala elección. En efecto, ocurrieron dos hechos inesperados por todos los evaluadores del proyecto (realizado en 1996):

- a) Durante 4 años (1992 a 1996) el precio del petróleo crudo (Brent) permaneció constante, pero en Octubre del 2000 había subido 1,72 veces con respecto al año 1996.
- b) Durante 4 años (1992 a 1996) el precio del dólar (en pesos chilenos) permaneció constante, pero en Octubre del 2000 había subido 1,35 veces con respecto al año 1996.

Esto significó que la tarifa -que ya era el doble de la del sistema central- subiera 2,32 veces en el período 1996-2000. En este escenario, la actividad productiva se deprime, la población se margina de muchos de los usos de la electricidad y se produce un incentivo natural para la emigración hacia las ciudades. En consecuencia, todos los objetivos centrales del Programa de Electrificación fracasan en este caso.

A partir de esta experiencia podemos afirmar que es necesario realizar algunos cambios en el Programa, tales como:

- a) Evitar, o al menos ponderar en términos negativos, aquellas soluciones energéticas basadas en una sola fuente energética. Especialmente si el costo variable de ese energético es difícil de pronosticar, como en el caso del petróleo diesel importado.
- b) Mejorar la evaluación del valor actualizado del proyecto.

- c) Atenuar las dificultades de financiamiento de las inversiones en el año cero. Los usuarios pueden contraer préstamos de largo plazo (pagaderos junto a su consumo de energía) para financiar los proyectos.
- d) Precisar y mejorar los cálculos tarifarios a aplicar en lugares aislados, y no aplicar los cálculos que se emplean en los grandes sistemas eléctricos.

Proyectos energéticos productivos: Secado de algas en caleta Chana

En las localidades costeras ubicadas al Norte de la Comuna de Chaitén existen numerosos poblados con deficiencias en el abastecimiento de energía, limitando el desarrollo económico y social de la población.

La zona se caracteriza por una importante actividad pesquera, explotación de algas y, en menor medida, valorización de los recursos forestales. Sin embargo, al no disponer de electricidad ni de otras soluciones energéticas, estas actividades presentan serias limitaciones y cuantiosas pérdidas, debido al deterioro o mala calidad de los productos. En el caso del procesamiento de las algas, existen recursos energéticos (leña, viento y otras) pero no existe la tecnología de transformación para secar, enfriar, etc. Un secado adecuado permitiría valorizar en mayor medida el producto. Respecto a la elaboración de la madera, la falta de equipos de terminación atenta contra los precios del producto (15% a 20% de castigo por problemas de escuadrías). Por último, en el caso de la pesca, la posibilidad de disponer de almacenamientos a baja temperatura permitiría reducir las pérdidas y aumentar la captura, considerando que el pescador tendría un mayor grado de libertad respecto a eventuales atrasos de los comerciantes en el retiro de la mercadería.

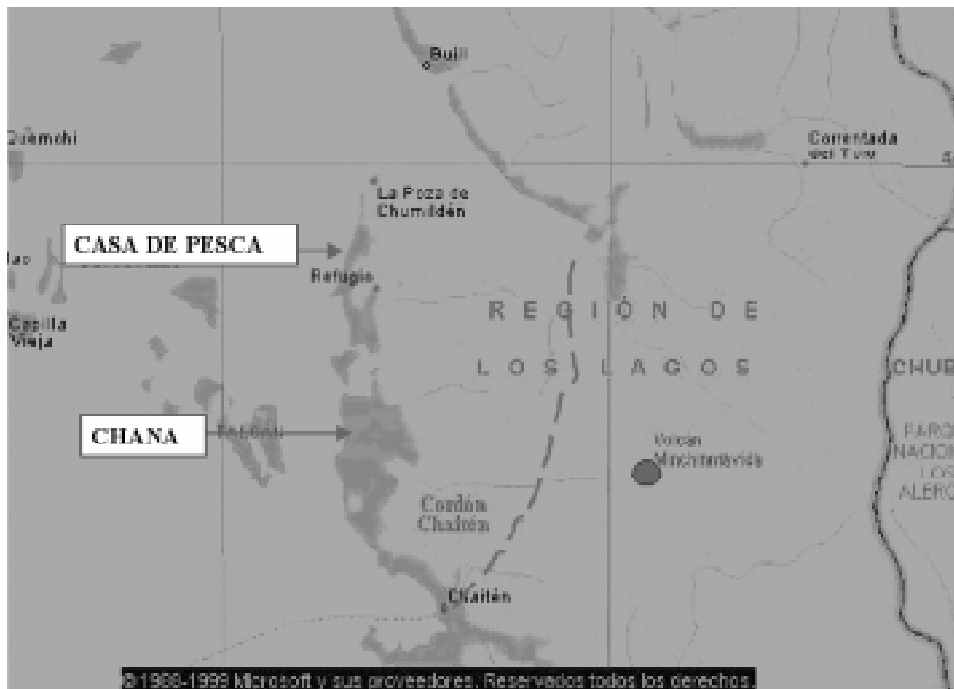
El cuadro siguiente resume la situación de las principales caletas de la Comuna, desde el punto de vista de la disponibilidad de electricidad.

Cuadro N°3
COBERTURA ELÉCTRICA EN LA ZONA

CALETAS	Hogares	Personas	Dispone	No dispone
Chana	32	166	2	30
Caleta Gonzalo	2	9	0	2
Casa de Pesca	39	186	1	38
Chumeldén	37	152	2	33
Ayacara	148	651	24	122
Buill	69	324	9	60
Huequi	33	169	6	27
Poyo	38	169	1	37
Puduguapi	1	4	0	1
TOTAL CALETAS	399	1830	45	350

Para mejorar la energización del lugar y los productos comercializados en estas localidades, se optó por emprender la construcción de un secador de algas en la Caleta de Chana, de común acuerdo con los pobladores. En el mapa siguiente se muestra la ubicación de Chana.

Cuadro N°2
UBICACIÓN CALETA DE CHANA



En la actualidad, la recolección y venta de algas la realizan 33 algueros, que extraen aproximadamente 20 toneladas mensuales (en los meses de verano). Ellos están organizados a través del “Sindicato de Algueros de Chana”.

El precio del alga está en estrecha relación con su estado, en términos de limpieza y nivel de humedad. El problema del actual proceso (secado en cancha) es la mala calidad de las algas entregadas por los recolectores y su descomposición, cuando llueve durante el proceso de secado. Además, en invierno gran cantidad de algas vara en las costas, pero no se pueden aprovechar con el proceso actual, porque los algueros no cuentan con los medios para secarlas.

La instalación de un secador, al no tener que tender algas en las playas, permitiría a los recolectores ofrecer productos más limpios, secados homogéneamente y con un adecuado nivel de humedad. Esto haría subir el precio y el volumen de venta, debido no sólo a que se reducen las pérdidas sino que además -y probablemente lo más importante- permitiría extender la recolección a los meses de invierno.

Características del diseño

En el diseño del proyecto se tuvo en cuenta la necesidad de minimizar los costos de inversión y operación de un secador de algas, y muy especialmente, limitar su tamaño para no poner en riesgo el recurso. Para ello, se mantuvo el nivel de recolección actual, que se logra sólo mediante el crecimiento natural del alga en el lugar. De esta forma, las especificaciones del secador resultantes fueron:

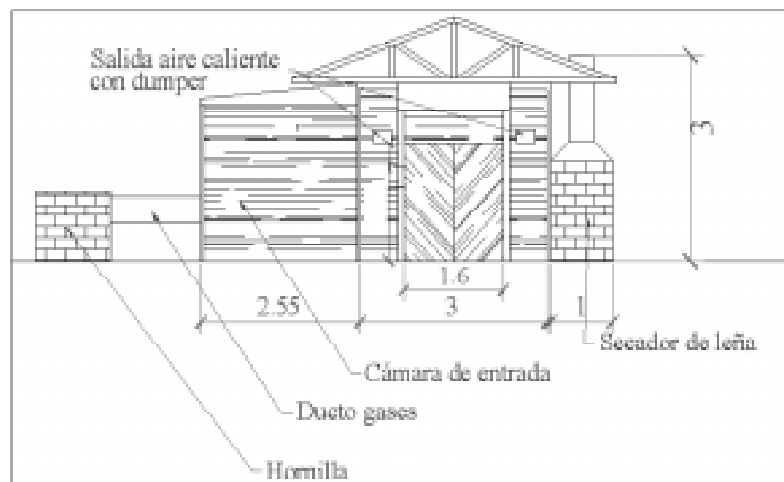
- Capacidad de producción: 20 Ton/mes.
- Producto a secar: algas luga y pelillo.
- Ciclo de trabajo: 8 horas/día.
- Clima: temperatura y humedad (8 °C, 80% H.R).
- Humedad inicial del alga: al ser extraída, el alga tiene un contenido de 90% de agua en base húmeda.

- Humedad final del alga: el producto debe terminar con una humedad absoluta cercana al 18%.
- Flexibilidad del uso: El secador debe ser un diseño genérico, que pueda ser usado para secar algas y otros productos. Ello es particularmente necesario si se considera que los mariscos también constituyen una actividad importante para la población y que se dispone de una capacidad disponible tanto para en un eventual segundo turno, como para los períodos del año en que la recolección del alga disminuye significativamente.

Dimensiones físicas del secador de algas

En las figuras siguientes se observan las dimensiones físicas del secador de algas.

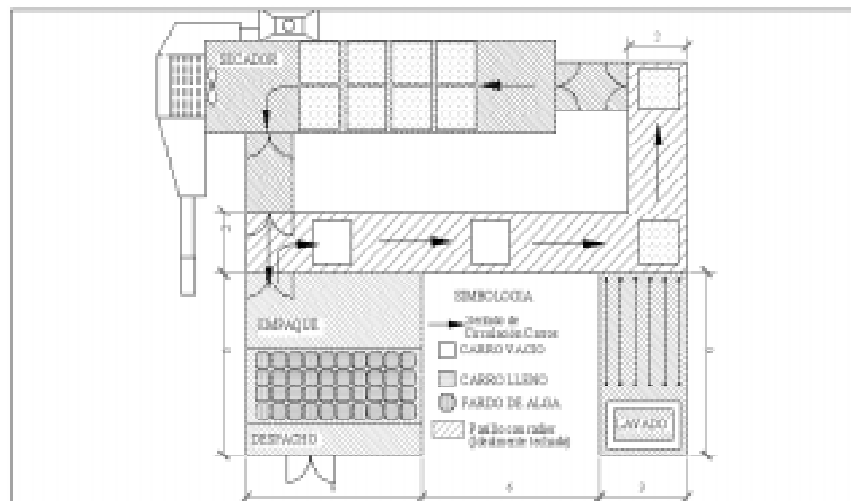
Cuadro N°4
SECADOR DE ALGAS



Esquema de operación del secador

A continuación se ilustra esquemáticamente la forma de operar el secador de algas y sus instalaciones anexas (lavado, empaque, secado de leña, etc.).

Cuadro N°5
SECADOR DE ALGAS E INSTALACIONES ANEXAS



Costo de materiales

El costo de los materiales requeridos para la construcción del secador de algas y sus equipamientos asociados se muestra en la siguiente tabla:

Cuadro N°6
COSTO DE ETAPA CONSTRUCCIÓN

MATERIALES	TOTAL (puesto en Chaitén, incluyendo IVA)
Madera	
Secador y pasillo	467.360
Bodega	365.440
Lavado y presecado	83.040
Otros materiales	
Secador y pasillo	3.244.992
Bodega	473.299
Lavado y presecado	188.568
Total materiales	4.822.699

Financiamiento de la instalación

Finalmente, se exponen los aportes requeridos para el financiamiento de la instalación.

Cuadro N°7
COSTO DE ETAPA INSTALACIÓN

Materiales	Monto	Financiamiento sugerido
Secador y estación de lavado		
Madera	550.400	Comunidad
Transporte de materiales	450.000	Alcaldía de Chaitén
Mano de Obra	668.446	Comunidad
Supervisión técnica	225.000	Alcaldía de Chaitén
Otros	3.433.260	Agencia para el desarrollo
Total secador y lavado	5.327.406	
Bodega		
Madera	365.440	Comunidad
Transporte de materiales	180.000	Alcaldía de Chaitén
Mano de Obra	406.853	Comunidad
Supervisión técnica	135.000	Alcaldía de Chaitén
Otros	473.299	Agencia para el desarrollo
Total Bodega	1.560.592	

Conclusiones

Hemos expuesto algunos mecanismos con los que se ha enfrentado el problema del acceso y cobertura energética en algunas localidades de la Comuna de Hualaihué y la zona costera al norte de Chaitén, ambas ubicadas en la X Región. En Hualaihué, las fuentes de energía eléctrica son caras (el costo del kWh es más del doble de su costo en Santiago) y no sustentables (petróleo). En la zona costera al norte de Chaitén el suministro de electricidad no existe.

En este contexto, se propone el uso diversificado de fuentes energéticas. Por ejemplo, el uso de pequeñas centrales hidroeléctricas para la generación de energía contribuye a mitigar los impactos del precio del petróleo y el precio del dólar sobre el costo de producir electricidad en la zona en estudio. Además, se propone el desarrollo de proyectos productivos sustentables, tomando como ejemplo el caso de un secador algas de una capacidad de 20 toneladas mensuales (equivalentes a la magnitud de algas que actualmente bota el mar en la costa de la zona). El secador hace un uso eficiente de la energía y por su aplicación práctica, podría tener un impacto relevante en la capacitación de la población. A futuro, se piensa desarrollar otros proyectos similares, tales como el desarrollo de viveros forestales y el uso del frío para la preservación de mariscos y pescados. □

INVESTIGACIÓN DE LOS RECURSOS GEOTÉRMICOS EN CHILE

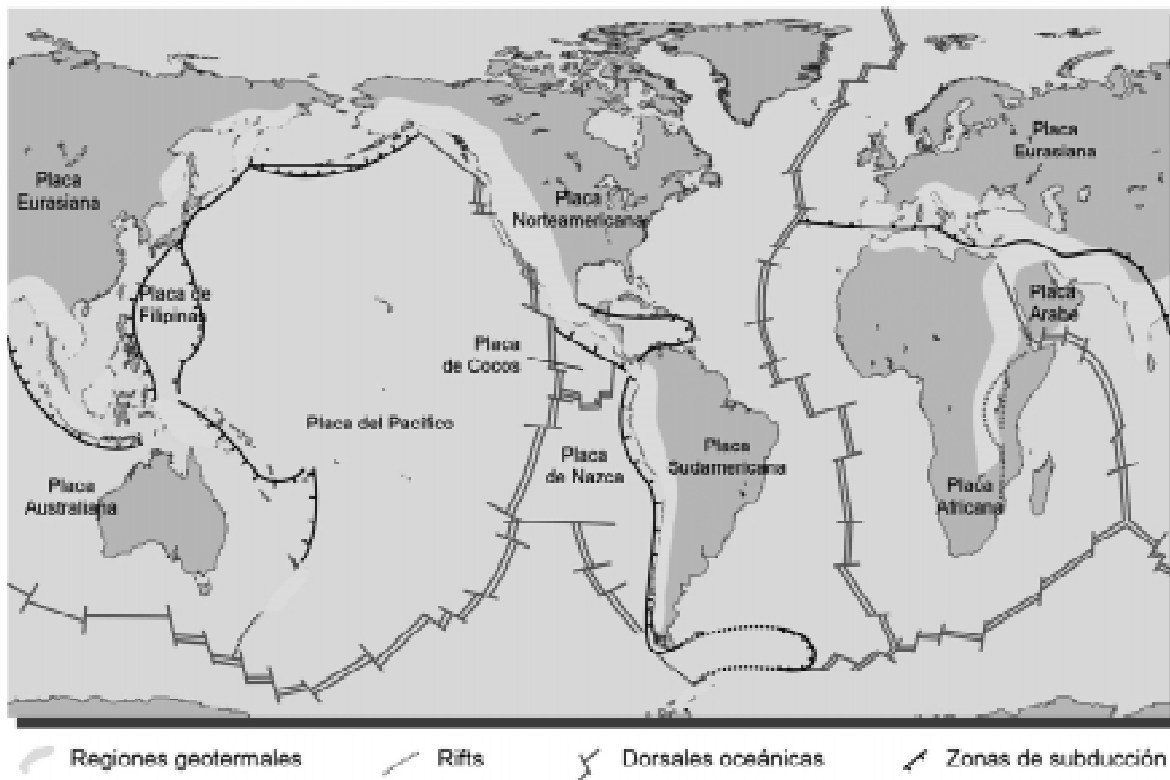
Alfredo Lahsen

*Departamento de Geología
Universidad de Chile*

Los recursos geotérmicos provienen del calor interno de la Tierra. Éste se manifiesta en el aumento de la temperatura con la profundidad, en una escala que denominamos “gradiente geotérmico”. El valor promedio de este gradiente, a nivel mundial, es del orden de 30°Celsius/km. De acuerdo con esto, a 2.000 m de profundidad la temperatura oscilaría entre los 60°C y 70°C, lo que es bastante poco significativo como energía utilizable. Sin embargo, en ciertas regiones de la Tierra existen gradientes geotérmicos mucho mayores que el normal; este mayor calor natural de tales regiones constituye la Energía Geotérmica y está generalmente asociada con actividad sísmica y volcánica.

La tectónica global de placas ofrece una excelente explicación acerca del confinamiento de los focos sísmicos, las anomalías del flujo calórico y la actividad volcánica, en zonas o franjas claramente definidas. A su vez, estas zonas coinciden con los márgenes generativos o destructivos de placas litosféricas, en la mayoría de los casos. Una de las zonas más importantes a este respecto sigue aproximadamente los márgenes del Océano Pacífico, donde se encuentran cerca del 60% de los volcanes del mundo.

Gráfico N°1
MAPA TÉCTONICO DE PLACAS

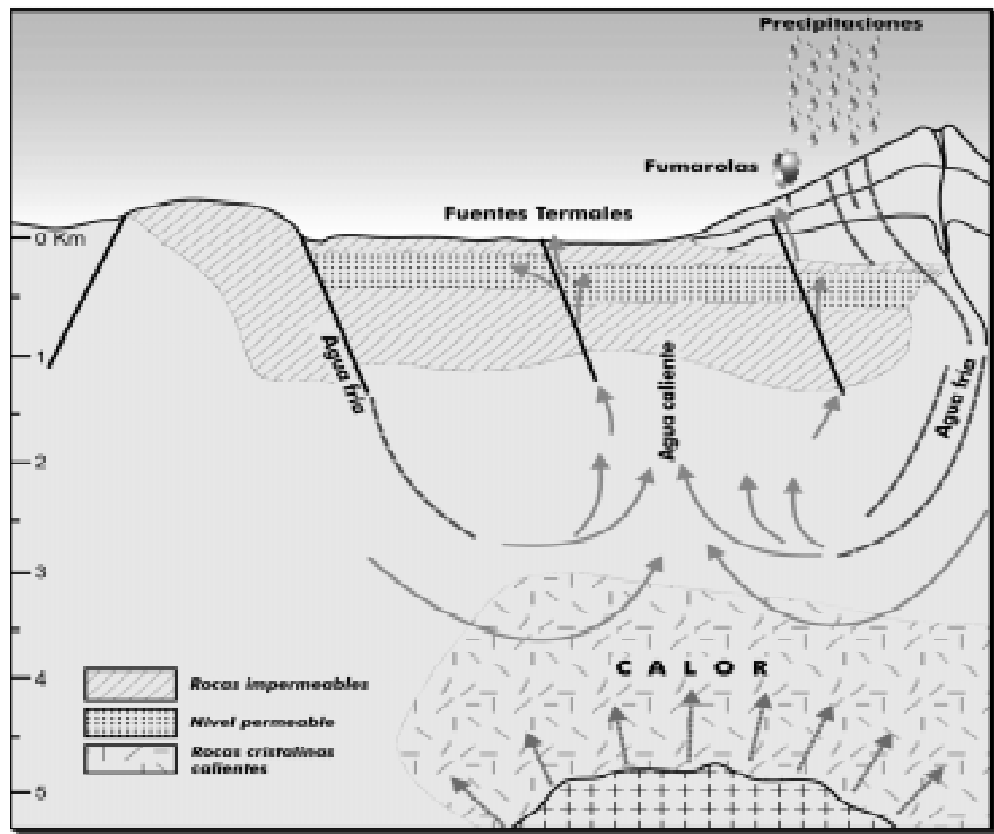


Distribución de regiones geotermiales

Las investigaciones geológicas, geofísicas y geoquímicas de una gran cantidad de sistemas geotérmicos permiten construir un modelo básico de la estructura de estos sistemas (Cuadro 1). Aún cuando cada sistema difiera en cierta medida de los otros, su ocurrencia está condicionada por los siguientes factores geológicos básicos:

- Fuente de Calor: Corresponde generalmente a un cuerpo de magma a unos 600°C y 900°C emplazado a unos 5 ó 10 km de profundidad, desde el cual se transmite el calor a las rocas circundantes.
- Recarga de agua: El agua meteórica o superficial debe tener la posibilidad de infiltrarse en el subsuelo, a través de fracturas o rocas permeables, hasta alcanzar la profundidad necesaria para ser calentada.
- Reservorio: Es el volumen de rocas permeables a una profundidad accesible mediante perforaciones, donde se almacena el agua caliente o el vapor, que son los medios para utilizar el calor.
- Cubierta impermeable: Impiden el escape de los fluidos hacia el exterior del sistema. Usualmente corresponden a rocas arcillosas o a la precipitación de sales de las mismas fuentes termales.

Gráfico N°2
MODELO DE SISTEMA GEOTÉRMICO



El territorio de Chile forma parte de la Región Circumpacífica, caracterizada por una intensa actividad sísmica y volcánica, donde además se distribuye una enorme cantidad de sistemas geotérmicos. Por sus características, en esta región tiene lugar la mayor utilización de la energía geotérmica con fines eléctricos, especialmente en Centro América, México, U.S.A., Península de Kamchatka-Rusia, Japón, Filipinas, Indonesia y Nueva Zelanda. Dichos países totalizan una potencia geotermoeléctrica instalada cercana a los 8.000 MW, siendo los principales productores U.S.A., Filipinas, Indonesia y México.

En Centro América los países productores de electricidad con recursos geotérmicos son: Nicaragua, Costa Rica y El Salvador; en este último, la geotermoelectricidad alcanza aproximadamente el 30% de la generación total de energía en el país.

Cuadro N°1
CENTRALES GEOTERMOELÉCTRICAS

País	Año de Inicio	Capacidad	Instalada (MW)
		1995	2000
Argentina	1988	0,67	s/inf.
Australia	1992	0,17	s/inf.
China	1977	28,78	81
Costa Rica	1994	55	170
El Salvador	1975	105	165
Francia	1984	4,2	s/inf.
Islanda	1969	49,4	s/inf.
Indonesia	1981	309,75	1080
Italia	1912	631,7	856
Japón	1966	413,71	600
Kenia	1981	45	s/inf.
México	1973	753	960
Nueva Zelandia	1960	286	440
Nicaragua	1988	35	s/inf.
Filipinas	1978	1227	1978
Portugal	1987	5	s/inf.
Rusia	1967	11	110
Tailandia	1989	0,3	s/inf.
Turquía	1975	20,6	125
USA	1960	2816,7	3395
		6.797,98	9.960

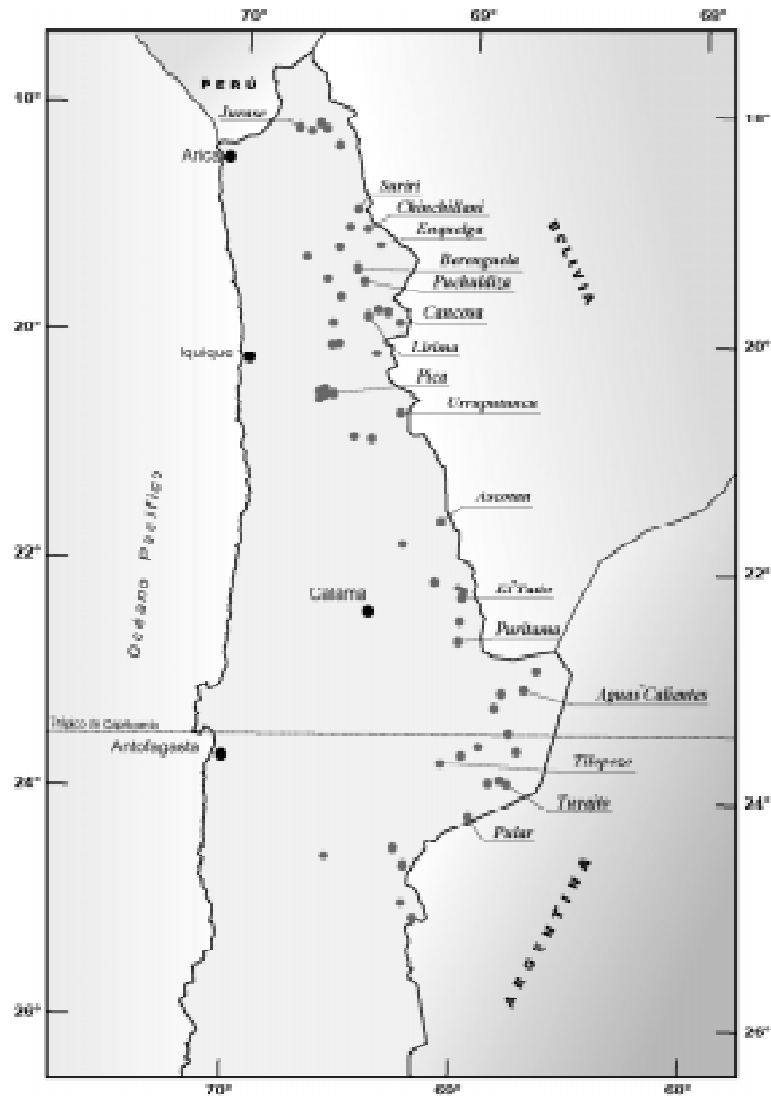
Hutter, G.W., 1995: "The Status of World Geothermal Power production 1990-1994. Proc. Geoth. Congress Florence, Italy.18-31. May 1995, vol. 1: 3-13.

En el caso de Chile, la actividad volcánica y geotermal está condicionada por los procesos de subducción de la placa oceánica de Nazca, bajo la placa continental de Sudamérica. Su presencia da origen a la zona volcánica/geotermal del Norte y Centro Sur del país, donde además de una muy activa actividad volcánica se presenta una gran cantidad de áreas con actividad termal superficial.

Zona Norte de Chile

En esta zona, ubicada entre los 17° y 28° S, tiene lugar una intensa actividad volcánica a lo largo de la Cordillera Andina durante el Período Cuaternario. Asociada a este volcanismo, se distribuye una gran cantidad de áreas de fuentes termales con manifestaciones de diversos tipos, muchas de las cuales alcanzan el punto de ebullición. Para una altura de 4.000 m.s.n.m. este punto corresponde a 86°C.

Gráfico N°3
ÁREAS DE FUENTES TERMALES
ZONA NORTE



Las exploraciones geotérmicas en esta zona se iniciaron en 1968, como resultado de un convenio suscrito entre el Gobierno de Chile -a través de Corporación de Fomento de la Producción (CORFO)- y el Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo (PNUD). Como organismo ejecutor de los estudios, la CORFO creó el Comité para el Aprovechamiento de la Energía Geotérmica, que contó con el apoyo de especialistas de Nueva Zelanda.

En una primera etapa de los estudios, las exploraciones se restringieron a las Regiones de Tarapacá y Antofagasta, por ser éstas las más deficitarias en cuanto a recursos energéticos e hídricos del país. En estas regiones se investigaron unas 20 áreas con actividad termal, focalizándose los estudios de detalle a las áreas de El Tatio y Puchuldiza. Allí se alcanzó la etapa de perforación de pozos exploratorios, determinándose que ambas áreas eran apropiadas tanto para la generación de electricidad como para la producción de agua potable, esta última como subproducto de la generación eléctrica.

En el caso específico de El Tatio, se estimó un potencial mínimo de 100 M We y se realizaron estudios de factibilidad técnico-económica para la instalación de una primera central de 20 M We, en forma demostrativa. Mediante pruebas de desalinización con una planta piloto donada por el Reino Unido, se comprobó la posibilidad de producir agua potable a partir de los fluidos geotermales, en una cantidad equivalente a 10l/s por cada megawat eléctrico que se instalase.

Adicionalmente, en esta zona se realizaron experiencias destinadas a la refinación de azufre mediante vapor geotermal y se consideró también la posibilidad de utilizar estos fluidos en procesos industriales de separación de elementos o compuestos químicos, que se encuentran en abundancia en los salares del altiplano, en las cercanías de las áreas termales.

Aparte de los estudios llevados a cabo por el proyecto CORFO-PNUD, vigente hasta 1976, el conocimiento que actualmente se tiene acerca de las potencialidades de energía geotérmica de Chile se basa en los estudios volcanológicos y geoquímicos de numerosas áreas termales, realizados por investigadores del Departamento de Geología de la Universidad de Chile y del SERNAGEOMIN.

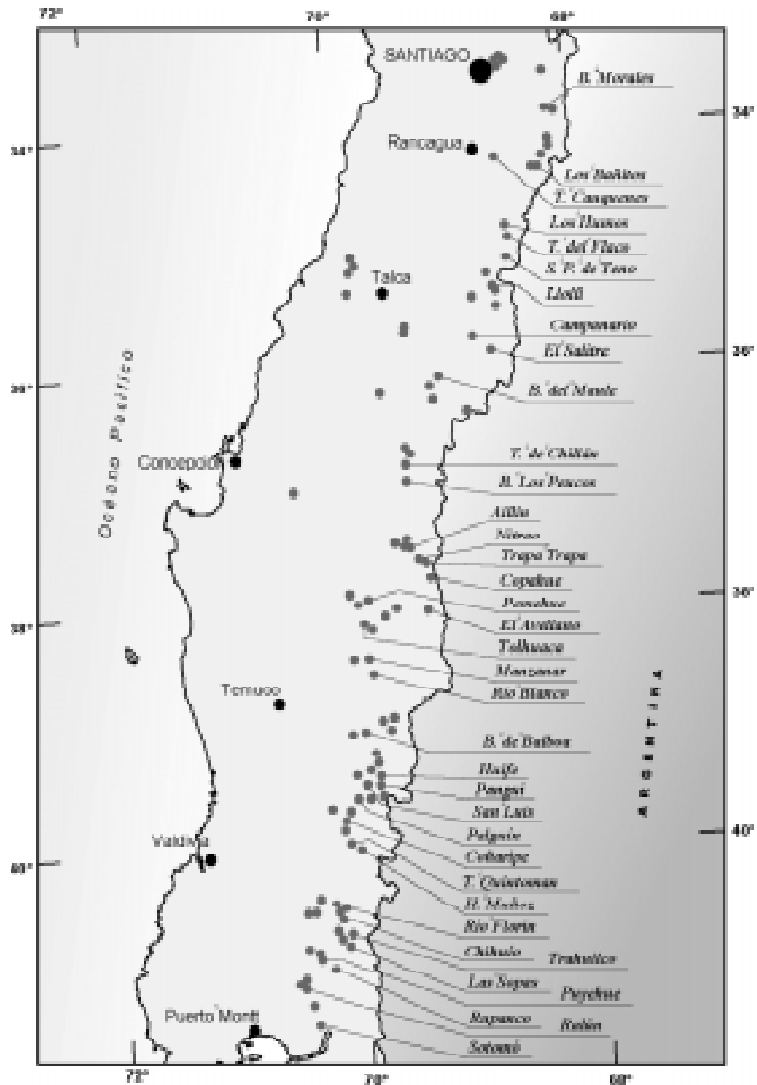
Zona Central Sur

Al igual que la zona norte, en la zona central sur se distribuye una gran cantidad de áreas con manifestaciones superficiales, las cuales se encuentran asociadas a la actividad volcánica de esta zona.

En diciembre del año 1999 se inició un nuevo proyecto de investigación de recursos geotérmicos, denominado “Caracterización y Evaluación de los Recursos Geotérmicos de la Zona Central-Sur de Chile: Posibilidades de Uso en Generación Eléctrica y Aplicaciones Directas” La iniciativa fue adjudicada al Departamento de Geología de la Facultad de Ciencia Físicas y Matemáticas de la Universidad de Chile, mediante concurso del Programa FONDEF de

CONICYT. Este proyecto tiene una duración de 3 años y es llevado a cabo por el Departamento de Geología en colaboración con la Empresa Nacional del Petróleo (ENAP). Colaboran además el Instituto

Cuadro N°5
ÁREAS DE FUENTES TERMALES
ZONA CENTRAL-SUR



Internacional de Investigaciones Geotérmicas de Italia, el Instituto de Geología General y Aplicada de la Universidad de Múnich, Alemania y el Instituto Geotermal de la Universidad de Auckland, Nueva Zelandia. El Director General del Proyecto es el Profesor Alfredo Lahsen y el Director Alterno, el Profesor Carlos Palacios.

Frente a las crecientes necesidades energéticas del país y la importancia de utilizar fuentes de energía, no contaminantes disponibles en nuestro territorio, la geotermia debiera ocupar un papel fundamental. A nivel mundial, supera a las energías eólica y solar en la producción de electricidad.

Bajo esta premisa, el proyecto de la zona central-sur tiene por objeto:

- Determinar la potencialidad de energía geotérmica de la zona central-sur de Chile, asociada al arco volcánico plio-pleistocénico de la Cadena Andina.
- Establecer, de acuerdo con las características físicas y geoquímicas de las áreas termales investigadas, sus posibilidades de utilización, ya sea para ser empleadas en forma directa como calor o para la generación de electricidad;
- Seleccionar y estudiar en detalle los 2 sistemas geotermales más promisorios, que por su potencial energético puedan ser desarrollados con fines eléctricos; y
- Formar especialistas en investigación y exploración de recursos geotérmicos.

Para llevar a cabo esta iniciativa se realizarán estudios geológico-estructurales, volcanológicos, hidrogeológicos, geoquímicos (agua, gases, rocas y minerales de alteración) y geofísicos (magnetotéluricos, geoelectrónicos y gravimétricos). La formación de académicos y profesionales especialistas en el tema se realizará mediante su participación en el proyecto y siguiendo estudios desarrollados tanto en el Departamento de Geología de la Universidad de Chile, como en las instituciones colaboradoras de Italia, Nueva Zelandia y Alemania.

Los estudios iniciales de este proyecto han consistido en una completa recolección de la información existente de las áreas termales de la zona, relativa a geología, análisis químicos de las fuentes termales, temperatura, ubicación, accesibilidad, etc. A partir de estos antecedentes, se han seleccionado las áreas de Puyehue, Chillán, Copahue y Laguna del Maule para realizar los estudios de exploración de detalle.

La consecución de los objetivos planteados proveerá un importante desarrollo del conocimiento disponible acerca de la génesis y las condiciones físico-químicas de los sistemas geotermales andinos, como asimismo la formación de especialistas en el tema. Revelar la posibilidad de utilizar este tipo de energía en sus diversas aplicaciones (generación de electricidad, aplicación directa como agua caliente o vapor, agroindustria, invernaderos, acuicultura, procesos industriales, etc.) tendría un impacto de gran importancia en el desarrollo de nuevas inversiones y el fomento al uso de un recurso nacional renovable no contaminante. □

Las siguientes fotos ilustran algunas de las aplicaciones de la energía geotérmica.

CENTRALES GEOTERMOELÉCTRICAS



INVERNADEROS CON CALOR GEOTERMAL



Referencias

- Lahsen, A. and Trujillo, P. (1975).
El Tatio Geothermal Field, Chile. 2nd U.N. Symp. Develop. Use Geothermal Resources, San Francisco, 1975, 1,157-178.
- Lahsen, A. (1976 a).
Geothermal Exploration in Northern Chile. A summary. Min. Res. Conf. Honolulu, Hawaii, A.A.P.G. Memoir 25, 169-175.
- Lahsen, A. (1985).
Origen y potencial de energía geotérmica en los Andes de Chile. Geología y Recursos Minerales de Chile (Edited by Univ. de Concepción-Chile), 1, pp. 423-438.
- Lahsen, A. (1988).
Chilean Geothermal Resources and Their Possible Utilization. Geothermics, v.17, N°2/3, pp.401-410.

HIDRÓGENO, EL COMBUSTIBLE LIMPIO DEL FUTURO

José Hernández P.

*Dpto. Ing. Química Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas
Universidad de Chile*

Introducción

Las energías fósiles y nucleares en las que se basa actualmente la economía mundial, tienen el gran inconveniente de la insustentabilidad. Tanto los recursos los lugares para almacenar las emisiones y los desechos producidos son finitos. Esta situación podría modificar completamente la economía nacional si se continúa transformando negativa e irreversiblemente el entorno.

Bajo esta premisa, este artículo tiene como objetivo presentar una de las alternativas válidas para avanzar hacia una economía energética sustentable, a través de la utilización de hidrógeno.

Características del hidrógeno

El hidrógeno posee características que lo han hecho ser utilizado ampliamente, en calidad de portador de energía y como producto base para la industria química. El hidrógeno es un gas incoloro e inodoro, cuya densidad es de 0,0899 g/l (el aire es 14,4 veces más denso). En estado líquido, tiene una densidad de 70,99 g/l. Su punto de ebullición se encuentra en los -252,77 °C.

Con estas propiedades, el hidrógeno tiene la relación energía/peso más alta de todos los combustibles. Un Kg. de hidrógeno contiene la misma cantidad de energía que 2,1 Kg. de gas natural o 2,8 Kg. de gasolina. En cuanto a la relación energía/volumen, el hidrógeno equivale a 1/4 del petróleo y 1/3 del gas natural. El agua está constituida por 11,2% de hidrógeno en peso. Estas propiedades lo han conducido a ser un combustible ideal en aplicaciones donde el peso es más importante que el volumen, como antiguamente en elevación de Zeppelines y recientemente, en la industria aeronáutica.

Las propiedades y ventajas del hidrógeno con relación a otros combustibles pueden ser observadas en la tabla siguiente, donde se muestran los poderes caloríficos inferior y superior del hidrógeno, metano y propano. Estos últimos son compuestos químicos orgánicos, constituyentes principales del gas natural comercial y del gas licuado comercial, respectivamente.

Cuadro N°1
PODERES CALORÍFICOS DE HIDRÓGENO, METANO Y PROPANO

		Hidrógeno	Metano	Propano
Poder Calorífico Inferior	KJ/kg	119.972	50.020	46.350
	kWh/kg	33.33	13.90	12.88
	MJ/Nm ³	10.783	35.882	93.215
	KWh/Nm ³	2.995	9.968	25.893
Poder Calorífico Superior	KJ/kg	141.890	55.530	50.410
	kWh/kg	39.41	15.42	14.00
	MJ/Nm ³	12.745	39.819	101.242
	KWh/Nm ³	3.509	11.061	28.123

El hidrógeno se quema en el aire a concentraciones en un rango de 4% a 75% en volumen, mientras que el metano lo hace en el rango 5,3% a 15 % y el propano en el rango 2,1% a 9,5 % en volumen. La temperatura mas alta de combustión del hidrógeno es de 2.318 °C y se consigue a una concentración de 29% en volumen, pero si lo hace en una atmósfera de oxígeno puede alcanzar temperaturas de hasta 3.000 °C. Por su parte, las temperaturas máximas por combustión en aire de metano y propano son 2.148 y 2.385 °C respectivamente.

La energía mínima de ignición requerida para una mezcla estequiométrica combustible/oxígeno es de 0,02 mJ para el hidrógeno y 0,29 mJ para el propano. La temperatura para la combustión espontánea del hidrógeno, metano y propano son 585, 540 y 487 °C respectivamente. La región de mezclas explosivas para hidrógeno y metano yace en el rango 13%-59% y 6,3%-14% respectivamente. Aunque claramente el rango explosivo es mayor para el hidrógeno, el metano es explosivo a menor concentración. El coeficiente de difusión para el hidrógeno es 0,61 cm/seg, cerca de 4 veces más que el del metano. El hidrógeno se mezcla en el aire a una velocidad considerablemente mayor que el metano o vapores de fracciones de petróleo, lo cual es ventajoso en atmósferas abiertas, aunque representa una desventaja potencial en lugares confinados mal ventilados. Debido a que tanto el hidrógeno como el gas natural son más livianos que el aire, ellos se elevan rápidamente. El propano y los vapores de fracciones petroleras son más pesados que el aire, tendiendo a estacionarse sobre la superficie del terreno, lo que conduce a probabilidades mayores de explosión. Estas propiedades pueden ser observadas en el siguiente cuadro:

Cuadro N°2
PROPIEDADES RELACIONADAS CON
LA COMBUSTIÓN DE HIDRÓGENO, METANO Y PROPANO

		Hidrógeno	Metano	Propano
Densidad	Kg/m ³	0.08988	0.7175	0.7175
Constante de los Gases	J/kgK	0.7175	0.7175	0.7175
Temperatura de Ignición en Aire	°C	530	643	510
Límite de Ignición en Aire	vol-%	4.1-72.5	5.1-13.5	2.5-9.3
Velocidad Máxima de Llama	cm/s	346	43	47

En la primera mitad del siglo XX, el suministro de gas de ciudad se obtenía en su totalidad a partir de gas de carbón, que contenía más del 50 % de hidrógeno. Posteriormente fue reemplazado por gas natural, pero vuelve ser una alternativa toda vez que se hace necesario usar combustibles libres de carbono para mejorar el balance de gases invernadero (donde el CO₂ es el principal responsable), y considerando el agotamiento de los combustibles fósiles producidos a partir de fuentes renovables. Asimismo el hidrógeno, como portador secundario de energía, tiene un promisorio futuro debido al cambio gradual que empieza a producirse en los sistemas de transporte, desde sistemas que producen emisiones de CO₂ a sistemas libres de estas emisiones.

Tecnologías de producción y acondicionamiento de hidrógeno

La producción comercial de hidrógeno más utilizada, corresponde a la reformación con vapor de gas natural, oxidación parcial de fracciones petroleras y electrólisis del agua. Otras rutas potenciales para producirlo son las alternativas biogénicas, termólisis y pirólisis.

Es posible prever en la producción de energía con abatimiento de CO2 para los próximos años, la pirólisis de biomasa o también la reformación con vapor de biomasa, además de la electrólisis del agua a partir de energía eléctrica renovable. El hidrógeno también puede ser producido a partir de reformación con vapor de gas natural, siendo el CO2 extraído, inyectado y almacenado a presión en yacimientos agotados de gas natural.

Uso del hidrógeno

El auge del hidrógeno parece ser más significativo, en la medida que empiezan a adquirir relevancia fuentes renovables de energía. Algunos de sus principales usos son:

- Almacenamiento de energía;
- Transporte de energía
- Fuente de energía no contaminante

Almacenamiento de energía

El cambio a un sector de la industria de energía de gran escala basado en hidrógeno es una opción válida, en la medida que la contribución de los productores de energía fluctuante (eólica, solar y otras) alcance un nivel donde el suministro y la demanda de electricidad sólo pueda ser mantenida con la ayuda de un mecanismo de almacenamiento eficiente y de bajo costo.

Por ejemplo, la energía almacenada en un tanque de 5 m3 de hidrógeno, necesaria para calefacción, preparación de alimentos o generación de electricidad en una vivienda ubicada en Alemania cuando hay baja radiación solar, requeriría un sistema de baterías Plomo - ácido con un peso de 40 Toneladas y ocupando un espacio de 100 m2. (Tal es la casa solar del Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems. Excess).

En la siguiente tabla se puede apreciar la densidad energética del hidrógeno comparada con otras fuentes de almacenamiento de energía.

Cuadro N°3
DENSIDADES EN PESO Y VOLUMÉTRICAS DEL
HIDRÓGENO COMPARADO CON OTRAS FUENTES DE
ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA

Almacenador de Energía	Forma de Almacenamiento	Densidad Energética en Peso (kwh/kg)	Densidad Energética en Volumen (kwh/l)
Hidrógeno	gas (20 MPa)	33.3	0.53
	gas (24,8 Mpa)	33.3	0.64
	gas (30 Mpa)	33.3	0.73
	Líquido (-253°C)	33.3	2.36
	Hidruro metálico	0.58	3.18
Gas natural	gas (20 Mpa)	13.9	2.58
	gas (24,8 Mpa)	13.9	3.01
	gas (30 MPa)	13.9	3.38
	Líquido (-162°C)	13.9	5.8
Gas Licuado Propano	líquido	12.9	7.5
Metanol	líquido	5.6	4.42
Gasolina	líquido	12.7	8.76
Petróleo Diesel	líquido	11.6	9.7
Electricidad (química)	Batería Plomo	0.03	0.09

Transporte de energía

Al mismo tiempo que se ha desarrollado el uso del hidrógeno para almacenar energía, se han diseñado sistemas de transporte, almacenamiento y distribución. Estos sistemas incluyen:

- Gasoductos de alta presión (Hüls, Alemania desde 1938, 2.5 MPa, 215 km largo, y entre 168 a 273 mm diámetro; Air Liquide, Francia y Bélgica , desde 1966, 6.5 a 10 MPa, 290 km largo, varios diámetros);
- Transporte en contenedores de hidrógeno líquido de dimensiones estándar ISO de 40 pies (por aproximadamente 3 décadas, volúmenes de 41 a 53 m3);
- Almacenamiento estacionario de hidrógeno líquido en tanques esféricos de gran volumen (NASA, 3.000 m3);
- Almacenamiento en cavernas subterráneas (ICI, Inglaterra);
- Plantas de licuefacción de capacidad de 4,4 t/d (Alemania.), 5,5 t/d (Holanda), 10 t/d (Francia) y 10 t/d (Canadá).

La distribución de hidrógeno líquido se puede efectuar en contenedores ISO normalizados por carretera o ferrocarril. Asimismo, las estaciones de servicio de hidrógeno líquido para vehículos pueden ser aprovisionadas por camiones trailer con contenedores. El llenado de estanque para autos o buses dura de 5 a 15 minutos, y alrededor de 30 minutos para aviones.

Por el momento, el hidrógeno gaseoso se puede distribuir económicamente en cilindros de alta presión (20 MPa) en pequeñas cantidades transportadas en camiones, sólo para distancias pequeñas. En el futuro, grandes cantidades de hidrógeno se podrán proveer económicamente vía gasoductos presurizados (0,4 a 6 MPa). El hidrógeno que se produzca a grandes distancias de los consumidores se transportará en gasoductos a alta presión (6 a 8 Mpa), mientras que el hidrógeno producido localmente se podrá distribuir usando red de tuberías a presión media (2 MPa) o a baja presión (0,4 a 0,04 MPa). El equipamiento y los materiales de dichos sistemas podrán, eventualmente, ser los mismos que los utilizados por los actuales sistemas de distribución de gas natural.

Fuente de energía no contaminante

Las celdas de combustible son dispositivos en que la transferencia de electrones, que ocurre en la oxidación del hidrógeno con oxígeno para generar agua, se realiza a baja temperatura y permite generar una corriente eléctrica. Su desarrollo ha conducido a la fabricación de vehículos urbanos que no generan contaminación. Actualmente, la aplicación experimental en centros urbanos ya es considerada válida para su difusión el corto plazo (5 a 10 años). En el futuro esta tecnología podrá extenderse a toda forma de transporte (barcos, trenes, aeroplanos, etc.).

En la tabla siguiente se puede observar las emisiones de vehículos que son propulsados por gasolina y los propulsados por celdas de combustibles.

Cuadro N°4
EMISIONES DE CELDAS DE COMBUSTIBLE

Procedencia energía	Vapor de agua/milla	Dióxido de Carbono/milla
Combustión de gasolina	Combustión de gasolina	0.85 lb.
Celda de combustible que usa Hidrógeno a partir de nafta	0.32 lb.	0.70 lb.
Celda de combustible que usa Hidrógeno a partir de gas natural	0.25 lb.	0.15 lb.
Celda de combustible que usa Hidrógeno de fuentes renovables	0.25 lb.	0.00 lb.

Desde hace más de 20 años, varias industrias automovilísticas han desarrollado autos con motores de combustión interna a hidrógeno (BMW, Daimler Benz, Mazda). También se están desarrollando autos propulsados con celdas de combustible a hidrógeno (Energy Partners - USA, H-Power - USA, Renault/Volvo - Francia/Suecia.) y buses interurbanos que utilizan este sistema, estando en etapa de prueba en diversas ciudades de EE.UU. y Europa (Internal Combustion Engine: Hydrogen Systems NV., MAN Nutzfahrzeuge AG, Daimler-Benz AG/ Fuel Cells: DoE/ DoT - Georgetown University (PAFC), Ballard-British Columbia (PEM), Ansaldo-De Nora (PEM), Air Products-Ansaldo-Elenco-Saft (AFC)). También en los EE.UU. se están desarrollando locomotoras propulsadas con celdas de combustible a hidrógeno, para ser utilizadas en California.

Existen celdas de combustible de mayor tamaño, que permiten aprovisionar con energía eléctrica a edificios, hospitales, escuelas y pequeñas comunidades. Esto amplía el uso de hidrógeno a la generación local de energía eléctrica. La masificación de estas innovaciones causará un impacto en todo el sector energético, comparable en su dinámica y dimensión al producido en el sector informático y telecomunicaciones cuando la microelectrónica desplazó a los transistores.

El uso de las celdas de combustible de baja temperatura (celdas de combustible de membranas de intercambio de protones: PEMFC) elimina completamente todas las emisiones contaminantes. El único producto que resulta al generar electricidad en estos dispositivos a partir de hidrógeno y oxígeno del aire es agua desmineralizada.

$H_2 + 1/2 O_2 = H_2O + \text{Energía eléctrica}$

El uso de celdas de combustible, a niveles de temperatura más altos, produce 100 veces menos emisiones que las centrales termoeléctricas convencionales. Sin embargo, hay que tener en cuenta que si el hidrógeno se obtiene del metanol, el proceso de reformación para producirlo resulta en emisiones de CO₂.

Dependiendo de la forma en que se produce, el hidrógeno ofrece la posibilidad de reducir drásticamente o eliminar las emisiones, especialmente el dióxido de carbono, en todo el mercado de los combustibles. Su uso como transportador secundario de energía, permitirá introducir las más diversas energías renovables en el sector de combustibles. Es decir, las energías renovables permitirán producir hidrógeno (por electrólisis del agua con eficiencias del 90 %) y éste podrá ser utilizado como combustible.

Conclusiones

Una economía basada en energías sustentables, como por ejemplo, las que usan radiación solar, necesita un almacenador y portador de energía móvil. El hidrógeno puede jugar un rol preponderante en tal sistema, debido a que cuenta con dichas propiedades: es móvil y puede reemplazar a las fracciones petroleras como combustible para vehículos y aviones; es gaseoso y puede ser transportado y distribuido por gasoductos en vez del gas natural. Sin embargo, para resguardar la sustentabilidad de su aprovechamiento, su forma de producción debe ser ambientalmente benigna. Los productos de su combustión (y evaporación) no deberán perturbar los ciclos y balances naturales. Todo esto conducirá a un auge a la producción de hidrógeno, pasando desde fuentes convencionales hacia aquellas donde la conversión de biomasa será preponderante. □

Referencias

- *Hydrogen Energy*. Reinhold Wurster y Dr. Werner Zittel, Ludwig Bölkow-Systemtechnik GmbH. Ottobrunn, Germany. *Workshop on Energy Technologies to reduce CO2 emissions in Europe: projects, competition, synergy*. Energieonderzoek Centrum Nederland ECN, Petten, April 11-12, 1994.
- *Feasibility Study on Fuel Cell Propulsion for urban City Buses and Delivery Trucks*. R Wurster, M. Altman, K. Ottobrunn et. al. *Proceedings of the 11th World Hydrogen Energy Conference*, Stuttgart, Germany, June 1996.
- *Molecular Hydrogen and Water Vapour Emissions in a Global Hydrogen Energy Economy*. Zittel, M. Altman, Ludwig. *Proceedings of the 11th World Hydrogen Energy Conference*, Stuttgart, Germany, June 1996.

CURRÍCULOS VITAE

HANS-JOSEF FELL (1952, Hammelburg, Baviera, Alemania): Diputado del Parlamento Nacional Alemán, coautor de la Ley de energías Renovables (1999-2000). Portavoz de Política de Investigación y Tecnología de la Bancada verde y miembro de la Comisión de Investigación y Tecnología; Miembro de la Junta Directiva de la Asociación Europea de Energía Solar, EUROSOLAR (1999); Vicepresidente de la Asociación de Iniciativas Solares de Baviera (1998). Integró el Consejo Regional (Región Bad Kissingen, Baviera) en 1996. En 1986 impulsó una iniciativa contra la Central Nuclear Grafenrheinfeld, Baviera. Ha recibido numerosos galardones, como el Premio Solar de la Asociación Europea de Energía Solar, EUROSOLAR (1994); el Premio Solar Alemán de la Sociedad Alemana de Energía Solar (2000) y Energy-Globe Award (2000).



WERNER BUSSMANN (1946, Osnabrück, Alemania): Profesor de Ciencias Naturales y periodista; editor del periódico “Energía Geotérmica” en 1992; miembro y Director de la Secretaría de la Asociación Geotérmica (asociación profesional alemana-austríaca) en 1993. Actualmente se desempeña como Director Ejecutivo de la Sección Servicios Asociación Geotérmica. Cuenta con varias publicaciones en periódicos técnicos y ha realizado importantes producciones audiovisuales.

HARTILIEB EULER (1955): Economista e ingeniero especializado en la gestión de recursos naturales, economía medioambiental y planificación energética. Desde 1993 se desempeña como Director Ejecutivo de TBW S.A., desarrollándose anteriormente (1991-92) en TBW S.A. de la ciudad de Frankfurt. Desde 1984 a 1990 llevó a cabo un proyecto medioambiental de la GTZ (Sociedad Alemana de Cooperación Técnica y Desarrollo), junto con el Banco de Desarrollo del Caribe. En 1983 estuvo a cargo de la Secretaría Nacional de la GTZ. Realizó asesoría científica en la Facultad de Agricultura de la Universidad de Göttingen (1981.82). Cuenta con varias publicaciones en revistas científicas, sobre planificación y ejecución de proyectos de tecnologías de Biomasa/Biogás, evacuación de basuras y aguas sucias, en asentamientos humanos y zonas industriales.



KRISTINA STEENBOCK (1954): Directora de la Agencia Alemana de Energía desde Julio del 2001. Anteriormente se desempeñó como Directora de la División Ecológica y Sustentabilidad del Ministerio Alemán de Economía y Tecnología (Enero 2001). En 1999 estuvo a cargo de la Dirección de Representación Política de Greenpeace en Berlín. En 1997 fue miembro de la Dirección de Greenpeace Alemania, y Directora de la sección “Conservación de Especies, Ecología Oceánica, Bosques, Comercio de Basura Tóxica”, donde desarrolló proyectos en el ámbito de la relación economía/ecología. Fue representante de Greenpeace ante Naciones Unidas en Nueva York (1995). Además ha sido asesora científica del Parlamento Alemán.

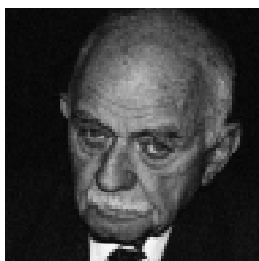
MARTÍN HOPE-KLIPPER (1995, Warstein/Guestfalia): Ingeniero en Electrónica, especialista en técnica energética, técnica de medición y regulación. Actualmente se desempeña como Director de la Sección Información y Economía Energética, en el Instituto Técnico de Sistemas Solares de Abastecimiento Eléctrico, Universidad de Kassel. Entre 1990 y 1999 fue Director de la Sección Energía Eólica del mismo instituto, donde desarrolló proyectos de energía eólica y fotovoltaica, sistemas de información, estructuras de abastecimiento energético, etc. Como asistente científico de la Universidad de Kassel, entre 1986 y 1990 desarrolló proyectos de abastecimiento eléctrico a base de energía eólica, análisis de técnicas de regulación y el proyecto Parque Eólico Costa del oeste.



CRISTOPCH URBSCHAT (1972, Hilden): Economista especializado en temas medioambientales, es Gerente de la consultora de energías renovables Eclaeron S. A. De Berlín. Como consultor desarrolló: la “Campaign for Takeoff” de la Unión Europea; el concepto de marketing para Shell Solar, Alemania; el concepto, planificación y gestión del evento internacional de marketing de tecnología solar, “Solar Academy”; el proyecto “Protección del clima” en la sección de energía solar de la EXPO-Región Hannover. Desde 1999 al 2000 fue Director de la sección Marketing Target S. A., Hannover.

Además ha sido consultor de marketing de tecnología solar.

REINOLD SCHMIDT (1954, Alemania): Ingeniero civil de electrotécnica, Universidad de Aquisgrán. TH Aachen y estudios de Postgrado de tecnología solar, gestión de proyectos y cooperación al desarrollo. Diplom-Ingenieur (equivalente a MS. Eng) de la Universidad de Ciencias Aplicadas, Colonia, FH Köln. Asesor y docente de la Universidad de Tarapacá, Arica. Coordinador del Programa de Energía y Agua, Corporación CODING, Arica. Consultor GTZ. Ha participado del Programa de Expertos Integrados GTZ/CIM y la Universidad de Tarapacá. Docente y asesor en el Programa para el Desarrollo, la Aplicación y Difusión de Energías Renovables en el norte de Chile (1993-1999). Trabajó en la GTZ-Oficina Central, Eschborn, como asesor técnico del Proyecto Internacional de Bombas Fotovoltaicas: planificación, diseño, evaluación y coordinación (1990-1993). Participa de la Agencia de Cooperación Técnica, GTZ, Filipinas, entre 1989 y 1990, como asesor técnico del proyecto de energía solar, diseño y evaluación de sistemas fotovoltaicos, capacitación a usuarios y técnicos.



ERICO SPINADEL: Ingeniero industrial, Profesor Titular Universitario, Presidente de la Asociación Argentina de Energía Eólica (AAEE), Profesor Titular de Electrotecnia, Máquinas Eléctricas y Fuentes de Energía Alternativas; Universidad de Buenos Aires, Universidad Nacional de Luján y de la EST-IESE. Experto en Energía Eólica de UNIDO. Ha desarrollado diversas misiones en países del extremo oriente y sudeste asiático. Investigador categorizado “A” por el Ministerio de Educación de Argentina. Profesor e investigador visitante en el Politécnico de Straslund, Alemania. Director de

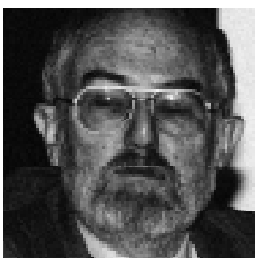
los grupos I&D en Energías no Convencionales, GENCO y CIDEA. Presidente de la Asociación Argentina de Energía Eólica y Vocal de la Asociación Argentina de Hidrógeno.

FERNANDO PETRUCCI: Ingeniero electricista, Universidad Nacional del Nordeste, Corrientes, Argentina. Master of Science, Universidad de Oldenburg, Alemania. Actualmente desarrolla proyectos y soporte técnico comercial de la Wobben Windpower-ENERCON Brasil, en Argentina.



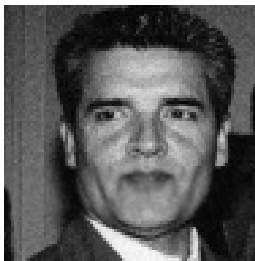
SOLANGE DUHART ECHEVERRÍA: Jefa del Área de Electrificación Rural de la Comisión Nacional de Energía (CNE), Chile. Socióloga de la Universidad Católica de Chile, con estudios de Post-grado en la Ecole Patrique des Hautes Etudes de París. Desde 1990 ha trabajado en el gobierno chileno en diversos ámbitos: como asesora del Subsecretario de Pesca, Andrés Couve; jefa de gabinete de Ministros en el Ministerio de Economía, Carlos Ominami, Jorge Marshall y Jaime Tohá; asesora de la ex Directora Ejecutiva de la Comisión Nacional del Medio Ambiente, Vivianne Blanlot; etc. Entre 1983 y 1990 se desempeñó como investigadora y docente del Programa Economía del Trabajo (PET) y fue asesora del Departamento de Higiene y Seguridad Industrial de la Central Unitaria de Trabajadores (CUT). Cuenta con múltiples publicaciones y ha participado en diversos seminarios, conferencias y misiones internacionales.

PEDRO MALDONADO: Ingeniero civil-electricista de la Universidad de Chile. MSc. de la Universidad de Québec-Montreal y Planificador Industrial, Naciones Unidas, ILPES. Desde 1988 es Director del Programa de Investigaciones en Energía (PRIEN) de la Universidad de Chile. Fue investigador del Centro de Estudios del Cobre y la Minería en 1987; Consultor del a GTZ (Cooperación Técnica Alemana), Eshborn, Alemania Federal y Secretario Técnico del Comité CED-ASIMET en 1986. Entre 1979 y 1985 fue Director del proyectos y Estudios de Gaucher Pringle Consultants Ltee (GPCL), Montreal, Canadá. Entre 1978 y 1979 fue ingeniero de la Vicepresidencia de Gestión de Proyectos de SNC Inc., Montrel, Canadá y administrador de proyectos de TRIPLES Engineering, en la misma región, entre 1976 y 1978.



PEDRO ROTH (1942): Ingeniero eléctrico de la Universidad Federico Santa María (UTSFSM) y Doctor en Ingeniería Técnica de la Universidad de Hannover, Alemania. Profesor del Departamento de Mecánica de la Universidad Técnica Federico Santa María desde 1979. Su campo de investigación abarca la energía, fluidos mecánicos y energías renovables, principalmente eólica y solar. En 1994 fue Profesor visitante de la Facultad de Aachen, Alemania. Entre 1975 y 1979 fue Decano del Departamento de Mecánica de la UTSFM. Desarrolló investigaciones en el Instituto de Dimensiones Mecánicas, TU-Hannover entre 1971 y 1974. Realizó un Diplomado de Ingeniería en Alta Frecuencia Electrónica en la Universidad Técnica de Hannover (1968-1970). Cuenta con más de 80 publicaciones y ponencias en congresos y seminarios.

ALFREDO MUÑOZ RAMOS (1944): Ingeniero Civil electricista, Subdirector del Programa de Investigaciones en energía (PRIEN), Universidad de Chile; Profesor titular de jornada parcial del Departamento de Ingeniería Eléctrica de la Universidad de Chile. Asesor de empresas en el tema de distorsión armónica y confiabilidad de las redes eléctricas. Ha tenido a su cargo estudios sobre generación de energía mediante fuentes no convencionales en zonas rurales, y factibilidad de su empleo en sistemas de gran tamaño. Se ha preocupado de la caracterización de los consumos mineros, realizando aplicaciones en el campo del uso eficiente de la energía eléctrica. Como especialista en máquinas eléctricas y su control, ha desarrollado métodos y análisis computacionales que permiten identificar fallas incipientes de motores, sistemas de control y dispositivos de electrónica de potencia. Ha sido Profesor de la Pontificia Universidad Católica de Chile, la Universidad de Bradford, Inglaterra y Director del departamento de Ingeniería Eléctrica de la Universidad de Chile.



MIGUEL MÁRQUEZ DÍAZ (1952, nacionalidad chilena-suiza): Investigador principal del Programa de Investigaciones en Energía (PRIEN), Universidad de Chile. Ingeniero Comercial con mención en Economía, Escuela de Economía, Universidad de Concepción, Chile. Candidato a Doctor en Économie Appliquée, Institute d'Économie et de Politique de l'Énergie (IEPE), Universidad de Grenoble, Francia. DESS (Diploma de estudios Superiores Especializados) en Evaluación de Proyectos y desarrollo Industrial, París. I-Panthéon-Sorbonne (IEDES), París, Francia. Consultor (Economic Affairs Officer), CEPAL/UN; Consultor del Consejo de las Américas, Chile; Asesor PETROX-Refinería de petróleo, S.A. Cuenta con numerosas publicaciones científicas.

ANDRÉS BARRIOS MENDOZA: Ingeniero Civil Electricista de la Universidad de Chile. Se desempeña desde Julio de 1977 a la fecha como investigador en el Programa de Investigaciones en Energía (PRIEN), Universidad de Chile. Ha participado en varios proyectos para diferentes instituciones como CONAMA, CODELCO-CHILE, PROCOBRE, etc. Se ha desempeñado como profesor auxiliar y ayudante de los cursos “Conversión Electromecánica de la Energía”, “Laboratorio de Conversión Electromecánica de la Energía”, y “Electrotecnia y Electrónica”. Participó del programa de entrenamiento “Energy Conservation in Industry”, dictado por AF-International ABA, en Malmö, Suecia.



ALFREDO LAHSEN: Profesor Titular del Departamento de Geología de la facultad de ciencias Físicas y Matemáticas de la Universidad de Chile. Título de Geólogo en esta Universidad. Estudios de especialización y Post-grado en Energía Geotérmica, en Centros de Investigación de Italia, Japón y Nueva Zelandia. Profesor de Geoquímica, Volcanología y Energía Geotérmica. Entre 1968 y 1976, geólogo jefe y Director Ejecutivo del Programa de Desarrollo de los Recursos Geotérmicos en el Norte de Chile (CORFO-PNUD). Actualmente, es Director General del Proyecto “Caracterización y evaluación de los recursos geotérmicos de la zona central-sur de Chile: Posibilidades de uso en generación eléctrica y aplicaciones directas” (FONDEF-CONICYT). Recientemente ha sido elegido Miembro del Consejo de Directores de la International Geothermal Association (IGA).

ROLANDO MIRANDA (1961): Ingeniero Civil Electricista, Universidad de Chile. Desde 1992 es el Jefe del Departamento de Planificación y Estudios en la Sociedad Austral de Electricidad S.A., SAESA Frontel, desde donde ha impulsado la introducción de un sistema de calefacción eléctrica sin precedentes, para el uso masivo en Chile. El sistema permite fomentar consumos de energía en horas-valle, a la vez que ofrece a los clientes un sistema de calefacción altamente competitivo frente a los sistemas tradicionales de petróleo o gas. Además, ha impulsado la ejecución de un proyecto de energía eólica de 2 MW en la XI región. Ha formado parte del equipo contraparte de la empresa en el análisis técnico frente a la CNE en los procesos de fijación de tarifas de distribución. Desde 1988 hasta 1991 fue investigador del PRIEN de la Universidad de Chile y en 1988 fue Profesor auxiliar en el Magister de Ingeniería Industrial dictado por la Facultad de ciencias Físicas y Matemáticas de la Universidad de Chile.



JOSÉ HERNÁNDEZ: Ingeniero químico, Universidad Técnica del Estado, Chile. PhD. Ingeniero petroquímico, Rumania. Ingeniero Químico, University of Zulia, Venezuela. Profesor del Departamento de Ingeniería Química, Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas, Universidad de Chile y Senior Engineer, GH Ingenieros Consultores Asociados Ltda..

ARTURO KUNSTMANN: Ingeniero civil químico, Universidad de Santiago de Chile. Curso Interamericano de Adiestramiento, Preparación y Evaluación de Proyectos. Diploma CIAPEP, Instituto de Economía, Universidad Católica de Chile. Simposio realizado en Buenos Aires, Argentina, sobre Energías Limpias para las Américas: “Financiamiento de proyectos de energías renovables y eficiencia energética”, International Fund for Renewable Energy and Energy Efficiency, IFREE. Curso internacional “II Biomass Summer School”, Universidad Técnica de Graz, Austria. Profesor asociado del Departamento de Ingeniería Química, Universidad de Magallanes.



JEAN ACQUATELLA: Oficial de Asuntos Económicos, División de Medio Ambiente y Asentamientos Humanos, CEPAL. Ingeniero de la Universidad Metropolitana de Caracas, Venezuela. Master en política Ambiental y Urbana, Tufts University. Master en Economía para el Desarrollo y candidato a PhD. en Economía Ambiental, Fletcher School, Tufts University, Boston, USA.

