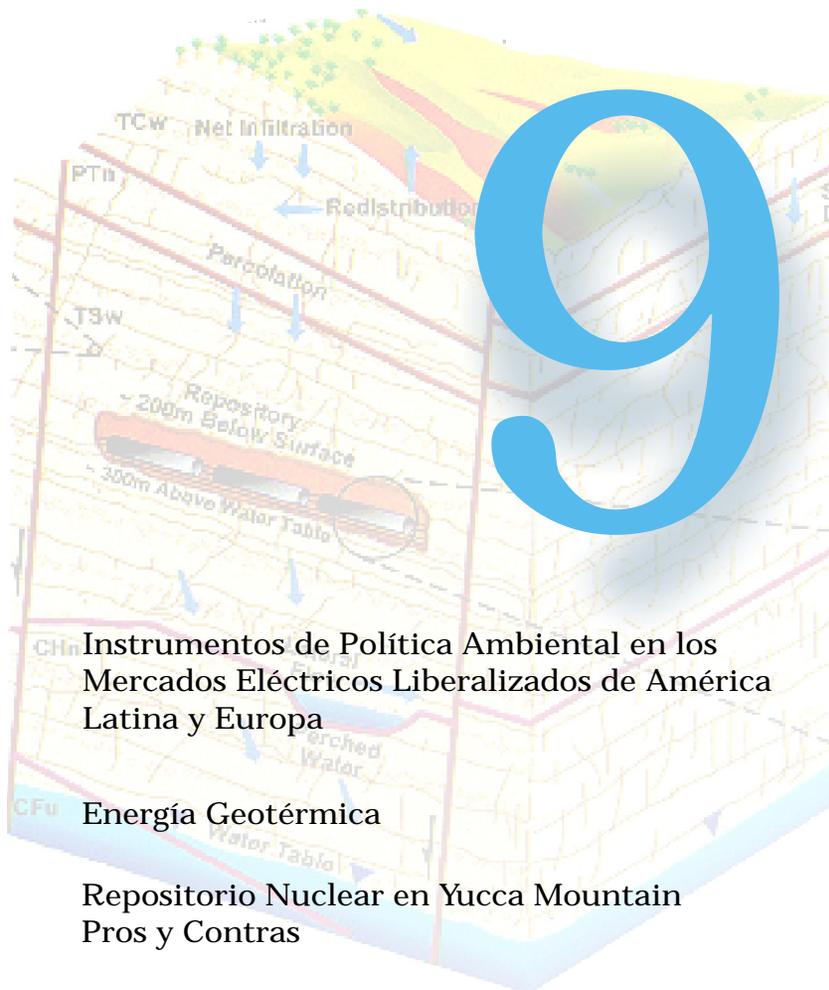


Boletín Energético

1er. Semestre 2002
AÑO V N° 9



Instrumentos de Política Ambiental en los
Mercados Eléctricos Liberalizados de América
Latina y Europa

Energía Geotérmica

Repositorio Nuclear en Yucca Mountain
Pros y Contras

Editorial

La Crisis Económica, el Mercado Eléctrico y los Precios de la Electricidad

La crisis económica, que mencionábamos en el editorial del Boletín anterior, y sus consecuencias en los mercados energéticos y especialmente en el mercado eléctrico aún no han concluido.

La mayoría de los conceptos emitidos en ese editorial siguen siendo válidos, pero con la aclaración de que la Secretaría de Energía consiguió resolver el problema del abastecimiento de combustibles líquidos, a los generadores eléctricos, que amenazaba representar un problema grave para el suministro eléctrico durante el invierno. A través de la resolución 8/2002 se mejora la retribución a los generadores agregando los costos de operación y mantenimiento no combustibles a los valores que fijan los precios del mercado, e introduce la prefinanciación para la compra de combustibles líquidos y el mercado spot anticipado.

Estos tres factores coadyuvaron a que los generadores se aprovisionaran de combustibles líquidos y ayudados por la baja demanda eléctrica, producto de la baja actividad económica, alejaron el fantasma de los cortes de energía durante el invierno.

El precio de los combustibles líquidos (salida de destilería sin impuestos) ya alcanzó o está por alcanzar el valor en dólares previo a la devaluación o una nueva paridad que tenga en cuenta el porcentaje de retenciones a las exportaciones (salvo los que se importan).

El gas natural aún no comenzó esta carrera, pero no demorará mucho en hacerlo, esto tendrá una consecuencia inmediata sobre los valores de la energía eléctrica en el mercado mayorista y, con algún retardo, en los precios de ésta a los consumidores finales. Habrá que tener en cuenta que en los precios de los consumidores finales también inciden los costos de transmisión y distribución, cuyos valores nuevos se están discutiendo en estos momentos y probablemente estarán definidos cuando este Boletín sea publicado.

Todo esto indica que las tarifas de electricidad, así como también de la mayoría de los otros servicios públicos, están intentando iniciar un incremento de precios, lento pero continuo, hasta alcanzar un nuevo equilibrio con el dólar (no necesariamente el de diciembre de 2001).

Sin embargo estos hechos que son, a nuestro juicio, inexorables producirán una situación conflictiva si no se genera al mismo tiempo una mejora de los ingresos de los argentinos, porque de no ser así aumentaría substantivamente el deterioro y la inestabilidad social.

Lo que nos parece realmente difícil es conducir este proceso, teniendo en cuenta de que se parte de una crisis sin precedentes como la que padecemos desde hace algún tiempo, hasta alcanzar un nuevo equilibrio entre tarifas, precios, sueldos y paridad cambiaria sin que se desate una espiral inflacionaria y/o un conflicto social.

CONTENIDO

Instrumentos de Política Ambiental en los Mercados Eléctricos Liberalizados de América Latina y Europa

D.R. Gómez y otros

Energía Geotérmica

Oscar P. Haluska, Daniel Tangir, Matías S. Perri

Repositorio Nuclear en Yucca Mountain Pros y Contras

Flash Julio de 2002 Foro de la industria Nuclear Española.

y

Dr. Jaime Pahissa Campá y la Dra. Marta H de Pahissa.

- Potencia Instalada**
- Incorporaciones Previstas**
- Costo Variable de Producción y Orden de Despacho**
- Evolución de los Precios**
- Definiciones**
- Noticias**

Instrumentos de Política Ambiental en los Mercados Eléctricos Liberalizados de América Latina y Europa

D.R. Gómez⁽¹⁾, I.D. Aronne⁽²⁾, R. Bravo⁽³⁾, V.M. Feliciano Jacomino⁽²⁾, E. Lerner⁽⁴⁾, P. Linares Llamas⁽⁵⁾, F. Oosterhuis⁽⁶⁾, O. Postiglioni⁽⁴⁾, F.C. Rey⁽¹⁾, R. O'Ryan⁽³⁾, H. Rudnick⁽⁷⁾, L.J. Sánchez de Tembleque⁽⁸⁾, F. Thomas⁽⁹⁾

1 Comisión Nacional de Energía Atómica

2 Comissão Nacional de Energia Nuclear, Belo Horizonte, Minas Gerais, Brasil

3 Universidad de Chile, Santiago, Chile

4 Ente Nacional Regulador de la Electricidad, Buenos Aires, Argentina

5 Universidad Pontificia Comillas, Madrid, España

6 Vrije Universiteit, Amsterdam, Países Bajos

7 Pontificia Universidad Católica de Chile, Santiago, Chile

8 Comisión Nacional de Energía, Madrid, España

9 Universität Stuttgart, Stuttgart, Alemania

Los mercados eléctricos competitivos son relativamente recientes. Mientras sus actores aprenden a ajustarse a las nuevas condiciones, continúa el desarrollo del marco regulador.

La Comisión Europea aprobó en su Quinto Programa Marco el proyecto de Acciones Concertadas para un Grupo de Discusión sobre Instrumentos de Política Ambiental en los Mercados Eléctricos Liberalizados de América Latina y Europa. Para el diseño y la ejecución del proyecto se formó un consorcio de nueve instituciones de Alemania, Argentina, Brasil, Chile, España y los Países Bajos integrado por organismos de ciencia y técnica de los distintos países, las agencias reguladoras de Argentina y España. La Organización Panamericana de la Salud también forma parte del grupo.

Introducción

El objetivo del proyecto concierne al diseño de políticas que promuevan sistemas eléctricos económicamente eficientes y ambientalmente responsables en el contexto de la creciente liberalización de los mercados europeos y latinoamericanos. Se prevé alcanzar este objetivo a través de una serie de actividades que incluyen: (1) la revisión

de los efectos de la liberalización sobre el impacto ambiental de los sistemas eléctricos; (2) el análisis y la comparación de metodologías para la evaluación del impacto ambiental de los sistemas eléctricos; y (3) el intercambio de experiencias acerca de la incorporación de los aspectos ambientales en los mercados eléctricos liberalizados.

El principal producto de estas acciones concertadas será un conjunto de recomendaciones, para los tomadores de decisión, acerca de las consecuencias económicas y sobre el medio ambiente de la liberalización del sector eléctrico. Asimismo se espera identificar las políticas más adecuadas para lograr el desarrollo sostenible del sector.

La primera reunión del grupo se llevó a

cabo en Santiago de Chile en septiembre de 2001. En este trabajo se presentan las cuestiones claves asociadas a los procesos de liberalización en cada uno de los seis países, discutidas en esa ocasión. También se indican las principales tendencias de la performance ambiental de los diferentes sectores eléctricos ante las nuevas condiciones.

El Proceso de Liberalización en los Seis Países

Si bien cada país ha liberado su sector eléctrico de acuerdo con sus peculiaridades, el proceso contiene características comunes que incluyen:

1. la separación explícita de los tres segmentos del sistema eléctrico (generación, transmisión y distribución)
2. la definición de estos tres segmentos desintegrados verticalmente, junto con los usuarios, como los principales actores del mercado
3. la introducción de mecanismos competitivos en el sector de generación
4. la existencia de esquemas de acceso abierto y no discriminatorio
5. el derecho y la obligación por parte de los concesionarios del sector de distribución, a suministrar electricidad en el ámbito local
6. un sistema de precios para los sectores de generación y transmisión

que contempla precios marginales para la operación y o expansión de potencia

7. el precio de la distribución de electricidad está basado en el costo marginal de expansión de acuerdo con esquemas fijados por la regulación

Desde el punto de vista ambiental las reformas dejaron, en manos de los actores privados que compiten en el mercado, tres decisiones importantes.

1. La decisión sobre el tipo y la oportunidad de las nuevas inversiones depende ahora de las prioridades del sector privado. Si bien en algunos de los países se elabora un plan indicativo donde se sugieren las inversiones futuras, éstas no son mayoritariamente tenidas en cuenta. Las decisiones privadas tienen horizontes de plazo más corto y costos de financiación altos que hacen menos atractivas a las tecnologías con altos costos de

capital. Existen también incentivos, para minimizar costos hundidos, mediante la entrada al mercado con inversiones iniciales relativamente bajas y tiempos de retorno menores. Los inversores privados tienen en cuenta, además, los riesgos políticos, la participación en otros mercados asociados tales como el gas o las posibilidades de interconexión. La implicancia más obvia de todo lo anterior ha sido la instalación de centrales a gas natural o combustibles líquidos por sobre otros tipos de tecnologías tales como la hidráulica, la nuclear o las nuevas tecnologías a base de carbón.

2. El despacho de carga se basa únicamente en los costos directos, y éstos constituyen entonces el factor más importante en el mercado competitivo. Como consecuencia, las plantas con menores costos son las primeras despachadas. Este proceso no toma en cuenta externalidad

ambiental alguna asociada a una planta específica. Las externalidades se tienen en cuenta sólo si fueron consideradas por las autoridades ambientales al elaborar la política y la regulación correspondiente.

3. La localización de las centrales nuevas es una decisión que depende de las prioridades del sector privado. Por ejemplo, la localización de las centrales a gas ya sea cerca de los gasoductos o de los centros de demanda para reducir costos y riesgos puede conducir al empeoramiento de problemas ambientales ya existentes.

De manera que, la inclusión de actores privados en el sector eléctrico, ha incorporado también las prioridades de estos actores en la toma de decisiones claves que afectan el medio ambiente. Estas prioridades incluyen menores costos directos como así también riesgos y consideraciones más estratégicas.

Cronología del Proceso de Liberalización

1982	Chile	□ Ley General de los Servicios Eléctricos
1992	Argentina	□ Ley de la Energía Eléctrica
1996	Unión Europea	□ Guías para la Liberalización del Sector Eléctrico
	Brasil	□ Creación de la Agencia Nacional de la Energía Eléctrica
1997	España	□ Ley de la Energía Eléctrica
	Brasil	□ Creación de la Administración de los Recursos Hidroeléctricos
1998	Alemania	□ Ley de la Energía
	Brasil	□ Creación del Mercado Mayorista Eléctrico

Tabla I. Una cronología de la liberalización basada en la sanción de la ley marco para el sector eléctrico

La Tabla I brinda una cronología del inicio de la liberalización que toma como base la regulación. Si bien el proceso reconoce otros antecedentes, en la

mayoría de los países, excepto en Brasil, la sanción de una ley integral para el sector eléctrico ha dado el marco jurídico para su desarrollo.

Características de los Mercados Eléctricos Asociadas al Medio Ambiente

La Figura 1 resume y compara las características del parque de generación eléctrica de cada uno de los países para el año 1998. En ella se aprecia la relevancia de la generación termoeléctrica en los países europeos. La energía hidroeléctrica es preponderante en Brasil mientras que en Argentina y Chile la generación está principalmente balanceada entre estas dos opciones. La estructura de los parques de generación es central en la performance ambiental del sistema eléctrico.

medidas de gestión de la demanda. En consecuencia, han favorecido el empleo de instrumentos que dan incentivos a los dos primeros, sin embargo poco se ha hecho para promover medidas de gestión de la demanda por parte de las empresas eléctricas. Se han fijado objetivos para las tecnologías de energías renovables y además los países europeos tienden a apoyar a algunas tecnologías relativamente ineficientes ya existentes.

En Alemania, la prioridad para las energías renovables se basa en el requerimiento hacia los distribuidores de garantizar la compra de electricidad generada a través de este tipo de energía y de co-generación a un precio mínimo regulado, y por la posibilidad de rechazar el acceso a la red en el caso de que la generación renovable se vea afectada. La meta es que las energías renovables suministren un 10% del total para el año 2010, permitiendo que maduren y tengan la oportunidad de ser competitivas. La protección para el lignito hasta el año 2003 ha sido estipulada en la ex Alemania oriental como régimen de transición. Asimismo se han implementado algunas políticas de gestión de la demanda para apoyar iniciativas de eficiencia energética en edificios y en la

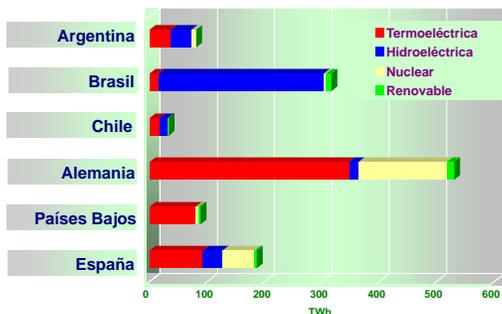


Figura 1. Generación Eléctrica por Tipo (1998)

Existen diferencias significativas en las cuestiones de la regulación ambiental entre los países latinoamericanos y europeos considerados en este estudio.

A los países europeos les preocupa que la liberalización afecte negativamente la competitividad de las energías renovables, de la generación distribuida y de las

industria.

Existe en España un régimen especial que establece precios fijos para la electricidad con base en co-generación, energías renovables y aprovechamiento de desechos. También se ha fijado para las energías renovables una meta de generación de electricidad del 12% para el año 2010. El sistema español admite un despacho prioritario para las centrales a carbón que no ha sido empleado aún. Existe un régimen de transición para las centrales existentes, especialmente para las que queman carbón. Con respecto a la gestión de la demanda, España aplicó un recargo a las tarifas de 0.25% para la promoción de tecnologías más eficientes; a pesar de su efectividad el régimen cesó en 1999.

En el sistema holandés, el acceso a la red se provee mediante un esquema de acceso con tarifas basadas en un sistema de estampilla postal. Los licenciarios tienen la obligación de comprar electricidad "verde" para sus usuarios que se gestiona a través de certificados verdes. El gobierno ha aplicado un régimen de transición para la co-generación, la gasificación del carbón y algunos acuerdos de compra de energía eléctrica. Los Países Bajos apoyan a las energías renovables mediante exenciones impositivas y otorgan subsidios para programas de conservación de energía. Se han fijado metas para que las energías renovables constituyan el 10% del suministro primario de energía para el año 2020 y para que la eficiencia

energética global mejore un 2% anualmente. Con respecto a la gestión de la demanda, el gobierno otorga subsidios directos para conservación de la energía.

En los países latinoamericanos no se creyó necesario complementar el proceso de liberalización con medidas de apoyo para las energías renovables, la co-generación o la gestión de la demanda. El régimen especial para las energías solar y eólica a través de beneficios impositivos de Argentina, constituye una excepción. Este régimen junto con incentivos en el ámbito provincial estimularon la presentación de proyectos de aprovechamiento de la energía eólica en la Patagonia. Brasil ha otorgado incentivos para la co-generación en las industrias del azúcar y del acero, y para el reemplazo de calefones eléctricos por solares. Brasil ha instaurado una política específica de promoción de la energía termoeléctrica, ofrece garantías para el suministro de combustible a largo plazo y para el acceso de financiamiento a través del Banco Brasileño para el Desarrollo.

Las fuentes ya existentes no han sido generalmente protegidas en América Latina. Solamente Brasil ha considerado una mezcla de viejas y nuevas centrales hidráulicas dentro del paquete de cada compañía hasta el año 2006. El proceso de liberalización fue más abrupto que en Europa y algunas centrales nuevas relativamente ineficientes se han encontrado compitiendo con tecnolo-

gías de bajo costo construidas recientemente. Esto implicó una tendencia de transición hacia las centrales a gas, que son por lo general más limpias que las a carbón. Sin embargo, esto no siempre es así. En Chile, algunas centrales a carbón cuya construcción finalizó entre 1995 y 1999 están a la búsqueda de combusti-

bles más baratos para competir con el gas natural. El combustible que están considerando es un residual del petróleo, conocido localmente como "pet-coke", si bien más barato es potencialmente más dañino para el medio ambiente.

Políticas que Afectan las Características Ambientales de los Mercados Eléctricos Liberalizados

La Tabla II resume los instrumentos ambientales empleados en cada país que no son específicos del sector eléctrico pero lo afectan. En todos los países, tanto las centrales nuevas como las expansiones de las existentes deben llevar a cabo evaluaciones de impacto ambiental. De manera similar, todos los países requieren el cumplimiento de límites de emisión y de estándares de calidad del aire. Como consecuencia, los efectos ambientales directos de la liberalización han sido probablemente menores de lo que podría haberse esperado bajo una situación con una regulación más laxa.

En Europa, si bien las medidas tomadas no han tenido relación directa con el Protocolo de Kyoto, se espera que los países europeos como integrantes del Anexo B, comiencen a tomar medidas en la dirección de la reducción de sus emisiones de gases de efecto invernadero. Los Países Bajos deben reducir sus emisiones un 6% con respecto al nivel de 1990 durante el periodo 2008-2012; Alemania debe reducir sus emisiones en

un 2% anual para alcanzar sus objetivos de reducción. Los Países Bajos en particular, pero también Alemania, dependen fuertemente de los acuerdos voluntarios sectoriales que han sido efectivos para la reducción de las emisiones de óxidos de nitrógeno y de dióxido de azufre. El eventual retiro de la generación nucleoelectrónica es otra característica importante del mercado en Alemania, y existiría muy poco apoyo político para su expansión en los Países Bajos.

La participación pública y la preocupación creciente acerca de las consecuencias ambientales de las decisiones de producción y consumo constituye una nueva variable que afecta a los mercados eléctricos liberalizados. Asimismo, los acuerdos comerciales y la tendencia hacia una mayor integración económica tienen un rol preponderante en Latinoamérica y Europa. La interconexión de los sistemas de gas y de electricidad a través de distintos países se ha visto favorecida por este nuevo paradigma. Esto ha impulsado el desarrollo de

las Directrices para la Electricidad y el Gas en la Unión Europea. En América

Latina el proceso se ha basado hasta ahora en acuerdos bilaterales.

	Argentina	Sudamérica		Alemania	Europa	
		Brasil	Chile		España	Países Bajos
Evaluación de impacto ambiental						
Estándares ambientales y de emisión						
Protocolo de Kyoto						
Programas voluntarios						
Retiro de la generación nuclear						

 se aplica

Tabla II: Políticas ambientales que afectan los mercados eléctricos liberalizados

En los siguientes incisos se presentan las características relacionadas con las

políticas específicas para cada uno de los países bajo análisis.

Argentina

El sector eléctrico tenía antecedentes ambientales fuertes antes de la liberalización. Estos antecedentes junto con la adopción de estándares específicos para el sector, implicaron que los cambios en el sistema no afectarían negativamente el ambiente. Un aspecto importante de la política incluye la participación pública.

El marco legal ambiental ha tenido un alto grado de cumplimiento por parte de todos los miembros del mercado eléctrico. Sin embargo e independiente del proceso de liberalización del mercado eléctrico, la falta de definición acerca de los roles concretos en las distintas jurisdicciones, nacional, provincial y municipal, es vista como una amenaza potencial para el medio ambiente.

Los acuerdos regionales de libre comercio relativos a las transacciones de

energía están sentando las bases para nuevos desarrollos. Argentina es un miembro del Tratado del Mercosur y tiene acuerdos de libre comercio con Chile. El nuevo marco regulatorio permite a las empresas celebrar acuerdos trans-fronterizos que incluyen inversiones y la construcción de sistemas interconectados de transmisión. Como resultado, se están desarrollando nuevos proyectos de interconexión para incrementar de manera significativa la comercialización de energía entre Argentina y Brasil, y entre Argentina y Chile. Se han realizado también algunos intentos para establecer un marco competitivo para un mercado regional de libre comercio de energía que permitiría acuerdos de largo plazo, tránsito de energía y transacciones a término.

Brasil

Con anterioridad al proceso de liberalización, Brasil tuvo una política ambiental bien desarrollada que se inició en 1981. Se establecieron límites de emisión para fuentes estacionarias. La liberalización del sector eléctrico no fue acompañada por cambios en estas políticas, con excepción de la regulación concerniente al uso del agua. En este ámbito, un grupo de políticas importantes tuvo impacto sobre la posibilidad de la generación hidroeléctrica. La Política Nacional de los Recursos Hídricos introdujo el principio "el contaminador paga", junto con la gestión de los cursos de agua por comités locales y el pago del uso del

agua. Esta situación acompañada de la presión internacional contra el desarrollo de nuevos proyectos en el Amazonas han dificultado el desarrollo de nuevos proyectos hidráulicos grandes y favorecido a los proyectos de centrales a gas. Brasil decidió la continuidad de las centrales nucleares en construcción.

Brasil también es miembro del Mercosur y los acuerdos regionales de libre comercio han permitido el desarrollo de interconexiones de gas natural. Como consecuencia, el gas natural procedente de Argentina es el suministro para una parte del desarrollo termoeléctrico del Brasil.

Chile

La política ambiental chilena incluye la evaluación del impacto ambiental y el cumplimiento de los estándares de calidad ambiental y de emisión. Estos instrumentos han sido implementados a partir de 1990 cuando se creó la Comisión Nacional del Medio Ambiente (CONAMA). La evaluación del impacto ambiental incluye la participación pública y se requiere para cada proyecto nuevo, expansión o cambio de combustible. Estas evaluaciones se llevan a cabo mediante parámetros cuantitativos que incluyen el impacto sobre la calidad del aire. La llegada del gas natural al norte de Chile desplazó el despacho de algunas plantas a carbón de reciente construcción. Como respuesta, los propietarios de estas plantas han solicitado la posibilidad de emplear

residual de petróleo, que si bien es más barato que el carbón, también es más contaminante. La solicitud está siendo evaluada, bajo protesta de agricultores y ambientalistas.

Una política que afecta el mercado eléctrico es la Ley Indígena que establece restricciones para el uso de la tierra en manos aborígenes. Muchas de ellas están cercanas a sitios para potenciales proyectos hidroeléctricos. Esta ley junto con la participación pública y la acción de grupos ambientales ha dificultado el desarrollo de proyectos hidroeléctricos.

Los acuerdos comerciales bilaterales y las políticas de integración con los países vecinos han permitido el desarrollo de gasoductos y líneas de transmisión de electricidad desde Argentina.

Alemania

En Alemania se ve con buenos ojos el alto grado de intervención por parte del gobierno en el área medioambiental. Además, la creciente preocupación pública favorece la adopción y el cumplimiento de estándares ambientales más estrictos. Alemania, hace cumplir estrictamente los controles de emisión en centrales de generación.

Desde 1999 se aplican impuestos al consumo de energía, esto incluyó nuevos impuestos a la electricidad y a los combustibles.

Alemania promueve acuerdos volunta-

rios con el sector productivo. A través del compromiso por parte de la industria alemana sobre Prevención del Calentamiento Global se identificaron objetivos para una reducción del 20% de dióxido de carbono para el año 2005 y de 35% para el año 2012, sobre la base de 1990. El gobierno y los generadores han acordado retirar completamente la generación nucleoelectrónica a lo largo de los próximos veinte años. Sin embargo, por el Protocolo de Kyoto, Alemania se comprometió a reducir sus emisiones de gases de efecto invernadero un 21%.

España

Como en todos los otros países, se aplican al mercado eléctrico los siguientes instrumentos ambientales básicos: evaluación de impacto ambiental, controles de emisiones y de la calidad del aire. Estos últimos han hecho necesario la introducción de tecnologías de control de emisiones en varias centrales de generación.

España ha conservado al planeamiento indicativo como una manera de proveer a los agentes del mercado de una información homogénea y para garantizar el suministro y la asignación eficiente de los recursos ambientales y económicos en su sistema eléctrico.

Los Países Bajos

Los esquemas voluntarios son muy significativos en los Países Bajos. En el mercado liberalizado, la electricidad "verde" generada mediante energías renovables es un instrumento para los comercializadores de energía que les permite obtener un producto diferenciado. Desde julio de 2001, el mercado para este tipo de electricidad es completamente libre y algunas firmas están

tratando de mejorar su inserción en el mercado a través de la venta de electricidad "verde". Los incentivos fiscales les permiten ofrecer esta electricidad a precios iguales, o levemente superiores, a los de la electricidad convencional. Hacia fines de agosto de 2001, alrededor del 9% de los hogares holandeses compraban energía "verde". Asimismo, varias empresas e instituciones emplea-

ban esta forma de energía. Como los Países Bajos no producen mucha electricidad, a partir de fuentes renovables, se está incrementando la importación de electricidad "verde".

La elaboración de consensos es un pilar importante de la política ambiental holandesa. Se ha firmado un gran número de acuerdos entre el gobierno y el sector privado. Las empresas del sector se han comprometido a pertenecer a los líderes mundiales en eficiencia energética para el año 2012. En 1990,

los generadores de electricidad y el gobierno firmaron un acuerdo para la reducción de las emisiones de dióxido de azufre y de óxidos de nitrógeno en 90% y 60% respectivamente en un periodo de veinte años.

También se están estudiando sistemas de comercio de "certificados verdes" y de emisiones de dióxido de carbono, estas últimas en relación al Protocolo de Kyoto. Todo esto afectará al mercado eléctrico.

Aspectos Claves y Tendencias de los Mercados Eléctricos con Consecuencias sobre el Medio Ambiente

Como los precios de la electricidad disminuyeron en todos los países estudiados (excepto en los Países Bajos) luego de la liberalización y asimismo hubo un crecimiento de la economía, también aumentó fuertemente el consumo de electricidad. Además, está aumentando el consumo porcentual de electricidad con respecto al consumo total de energía en la mayoría de los países. Las cuestiones hasta ahora discutidas, permiten identificar algunos aspectos claves y tendencias de los mercados eléctricos liberalizados que afectan al medio ambiente en cada uno de los países a pesar de que por ahora no es posible identificar causalidades o la importancia relativa de cada factor.

La Tabla III resume las principales

tendencias detectadas en el desempeño ambiental del sector eléctrico posteriores a su liberalización. Se puede apreciar que las centrales a gas están incrementando su participación en el parque de generación en todos los países analizados. Entre los factores que sustentan esta tendencia se encuentran la aversión al riesgo, bajas inversiones y bajos costos. La cogeneración y las energías renovables reciben apoyo en los países europeos mientras que no tienen, ni al parecer tendrán, un rol relevante en los países latinoamericanos. Las generaciones nuclear e hidráulica están pasando por un periodo de estancamiento o de reducción. El comercio trans-fronterizo de electricidad está en aumento.

Argentina

- Incorporación de nuevas máquinas de generación a gas natural y retiro de las viejas
- Despacho de máquinas más eficientes
- Reemplazo de otras formas de energía por electricidad
- Disminución de las pérdidas técnicas y no técnicas
- Selección irrestricta del combustible quemado
- No existió interés de nuevos proyectos hidroeléctricos por parte del sector privado
- Mayor participación pública y mayor preocupación ambiental por parte del mercado

Brasil

- Las opciones hidroeléctrica y nuclear no resultaron competitivas frente a los ciclos combinados a gas natural
- El sector privado no ha mostrado el mismo compromiso social y ambiental que tuvo el Estado
- La política nacional de recursos hídricos ha hecho menos competitiva esta opción para los inversores privados

Chile

- Los ciclos combinados a gas natural están desplazando los proyectos hidroeléctricos
- Preocupación por parte de la opinión pública acerca de los impactos sociales de los proyectos hidroeléctricos
- Incremento en los niveles de emisión de contaminantes atmosféricos
- No existen incentivos para la eficiencia energética
- No se espera un aumento significativo de las energías renovables
- Se está considerando el empleo de combustibles más baratos y más contaminantes

Alemania

- La liberalización parece tener un mínimo efecto directo sobre el medio ambiente
- La liberalización fue manejada por el estado para evitar impactos ambientales negativos
- Un enfoque fuertemente intervencionista por parte del estado para apoyar la diversificación del suministro de energía
- Eventual retiro paulatino de la generación nuclear

España

- La mejora de la performance ambiental del sistema eléctrico no parece derivar de la liberalización
- El mantenimiento de las medidas de control tiene el rol más relevante respecto de la performance ambiental
- La promoción de las energías renovables ha provocado la instalación de un importante parque de generación eólica

Países Bajos

- Incremento de las importaciones de energía eléctrica
- Pérdida de competitividad de la co-generación
- Retiro paulatino de la energía nuclear
- La electricidad proveniente de energías renovables, aunque con mayor costo, ha permitido a los proveedores contar con un instrumento para introducir una diferenciación en su producto

Tabla III. Liberalización y cuestiones ambientales

Conclusiones

La mayoría de los procesos de liberalización analizados se llevaron a cabo en la década del noventa cuando todos los países tenían su legislación ambiental desarrollada. En consecuencia, todos los proyectos nuevos o las expansiones, deben cumplir con la respectiva evaluación del impacto ambiental, verificar los límites de emisión y cumplir con los estándares de calidad ambiental.

Los países europeos tienen, además, la preocupación de cumplir con el Protocolo de Kyoto que estipula reducciones significativas de las emisiones de gases de efecto invernadero en las próximas dos décadas. Estos países han otorgado un fuerte apoyo a las energías renovables por medio de regulación específica y la adopción de metas de crecimiento. También existe una regulación específica para la co-generación en estos países. Las medidas de gestión de la demanda han desaparecido en todos los países excepto en Alemania. En América Latina no existe apoyo para las energías renovables, excepto en Argentina. La co-generación o las medidas de gestión de la demanda tampoco tienen un rol significativo en estos países.

No resulta claro, por el momento, si los mercados eléctricos liberalizados podrán alcanzar todas las metas ambientales fijadas en cada uno de los países, en particular, la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero que no es específica para el sector.

Un aspecto importante del proceso de liberalización, que puede afectar el desempeño ambiental de los mercados eléctricos liberalizados, es el traspaso al sector privado de un grupo importante de decisiones, en particular:

- las decisiones sobre inversión se toman con los criterios del sector privado, esto favorece las opciones menos intensivas en capital y de menor riesgo, tales como los ciclos combinados a gas natural
- la localización de las nuevas plantas se decide de acuerdo con la conveniencia del inversor
- se considera el uso de nuevos combustibles independientemente de su daño ambiental relativo; sólo se exige evaluación del impacto ambiental y el cumplimiento de los estándares de calidad ambiental y de los límites de emisión

En el corto plazo se prevé la instalación de plantas de generación más eficientes y la consecuente disminución del impacto ambiental asociado al sector. Sin embargo, en el largo plazo, la liberalización puede empeorar este impacto por la sustitución de las energías nuclear e hidráulica por ciclos combinados a gas natural, y por el impedimento de aumentar la participación de las energías renovables debido a sus altos costos de capital. A largo plazo, a medida que la demanda por el gas natural aumente, aumentará su precio y

puede ser que en algunos países resulten atractivas las centrales a carbón que conllevan un mayor impacto ambiental por KWh.

Esto conduce a una segunda cuestión. Los costos sociales han sido hasta ahora escasamente considerados y son muy difíciles de incorporar. El apoyo a las energías renovables con metas claras en Alemania, España y los Países Bajos constituye una excepción a esto último. El proceso de liberalización ha hecho evidente la necesidad de separar los objetivos sociales y ambientales de los objetivos del sector privado. Antes de la liberalización, el Estado imponía sus criterios ambientales y sociales al sistema eléctrico. En el presente, todo cambio de criterios o el apoyo a un tipo de generación o de combustible, producirá ganadores y perdedores. Como resultado:

- en algunos países europeos se han aplicado regímenes especiales para favorecer sus recursos naturales que implicó el empleo de tecnologías más viejas y menos eficientes junto con instrumentos específicos que permiten financiarlas. Esto fue relativamente sencillo de llevar a cabo porque se hizo antes de la liberalización
- existe la necesidad de contar con autoridades ambientales y de energía con suficiente poder capaces de imponer sus objetivos a los mercados eléctricos liberalizados. Los perdedores se opondrán a

las medidas que los perjudiquen y demandarán compensaciones. Esto hace que se más fácil concentrarse en aquellas políticas que probablemente no tengan oposición, tales como, los programas de eficiencia energética

- se requiere una regulación específica que permita incorporar los costos sociales en la operación y la planificación de la energía eléctrica. Ésta deberá incluir mecanismos de financiamiento y de compensación

Están surgiendo nuevos actores en los mercados eléctricos liberalizados, algunos con preocupación por los aspectos ambientales y otros sin ella. En Europa, los intereses ambientales de los consumidores de electricidad están empezando a ser tenidos en cuenta. Los grupos ambientalistas y otros grupos de opinión, tales como, los aborígenes pueden oponerse a grandes proyectos o a nuevos combustibles en el marco de la nueva legislación ambiental. También están emergiendo grupos de presión del sector privado que promueven intereses específicos, tales como, la introducción de otros combustibles o de nuevas tecnologías. Con respecto a las autoridades ambientales, se prevé que la capacidad técnica y el poder de los organismos de regulación determinarán en mayor medida la probabilidad de producir la nueva legislación de protección ambiental.

Esto define un nuevo marco para el liderazgo ambiental del sector eléctrico.

El cuidado del ambiente requerirá nuevos actores, políticas y competencias diferentes. Es necesario adaptarse a estas nuevas condiciones de modo de tener la capacidad para promover las

políticas deseadas y también para asegurar que las inversiones requeridas, por el sector, no sufran demoras debido a causas políticas o burocráticas.

Energía Geotérmica

Oscar P. Haluska, Daniel Tangir, Matías S. Perri

Comisión Nacional de Energía Atómica

Introducción

Se entiende como geotermia todo fenómeno que se refiera al calor, almacenado en el interior de la tierra, llamándose energía geotérmica a la energía derivada del mismo. Dicho calor es resultado de la concurrencia de tres fuentes: el calor remanente de la formación del planeta Tierra (fuente principal), la desintegración de los materiales radiactivos en su interior y el rozamiento producido por las "mareas" de material sólido resultantes de la interacción gravitatoria con la luna y otros cuerpos celestes. La Tierra, tiende al equilibrio térmico, liberando el calor que se transmite a través del subsuelo y llega a la superficie muy lentamente.

De esta forma, a medida que aumenta la profundidad, se eleva la temperatura de las rocas. A la variación de la temperatura con la profundidad se le denomina gradiente geotérmico, siendo su valor normal alrededor de 33 °C/Km. El flujo de calor o flujo geotérmico que produce esta diferencia de temperatura es muy bajo (unos 60 MW/m²) si se lo compara con el flujo de energía solar, lo que condiciona fuertemente la utilización de

la energía geotérmica.

No obstante, existen zonas en la Tierra donde se superan estos valores (hasta 200 °C/Km), por lo que resulta más simple extraer dicho calor. Es por este motivo que los recursos geotérmicos mundiales solamente son aprovechables en una pequeña parte de nuestro planeta, aunque lo suficientemente grande como para hablar de una fuente energética renovable de gran magnitud.

Generalmente, las anomalías geotérmicas de mayor magnitud, presentan manifestaciones superficiales que indican su posible existencia, por ejemplo: vulcanismo reciente, zonas de alteración hidrotermal, emanaciones gaseosas, fuentes termales y minerales y anomalías térmicas.

Estas manifestaciones, sin embargo, no representan un signo definitivo de la existencia de un gradiente geotérmico aprovechable, pero a falta de otros métodos, suelen ser el punto de partida de una prospección dirigida al descubrimiento de un campo geotérmico.

Generación de Electricidad y Otros Usos

De la estructura de la Tierra y de su geodinámica se pueden reconocer dos tipos de áreas que determinarán las

diferentes formas de explotación de estos recursos. Estas son las Zonas Activas y las Regiones Estables (Figura 1).

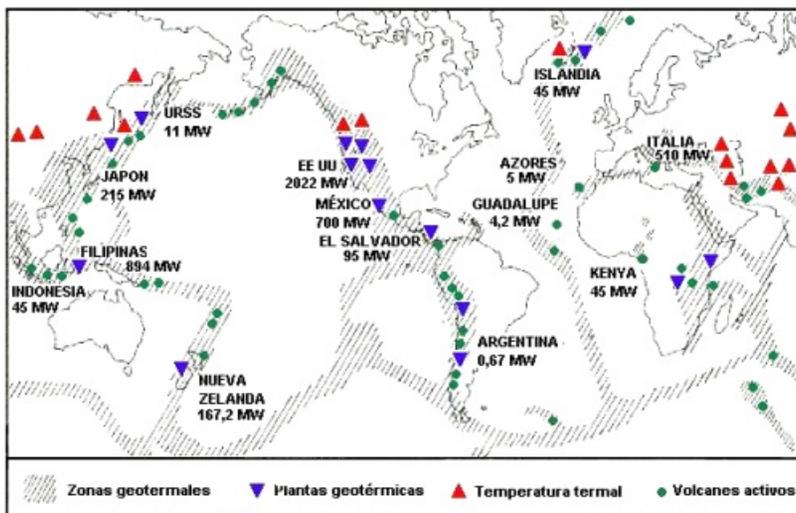


Figura 1: Zonas con Manifestaciones Geotérmicas

Zonas Activas

Abarcan las zonas ubicadas en los límites de placas (Figura N° 1), como los rifts oceánicos o continentales (zonas de distensión de la litósfera) o las zonas de subducción (zonas donde una placa se desliza por debajo de otra) con arcos insulares o márgenes continentales. En algunos sectores propicios, la convección magmática permite la concentración de flujo de calor aumentando el grado geotérmico a valores superiores a los normales.

Las temperaturas originadas varían entre los 70-100 °C a profundidades que oscilan entre los 500 y 2000 metros. Estas zonas se relacionan con la energía geotérmica de alta temperatura y la energía geotérmica de temperaturas medias.

Energía geotérmica de alta temperatura: la frontera entre energía geotérmica de

alta temperatura y de baja temperatura es arbitraria. Se considera que son las temperaturas por debajo de las cuales no es posible la producción de electricidad con rendimientos aceptables (entre 120-180 °C).

A partir de aguas cuya temperatura está comprendida entre los 150-300 °C se produce vapor que puede conducirse a turbinas (en la superficie de la tierra) para producir electricidad. La explotación de esta energía se realiza por medio de perforaciones semejantes a las utilizadas en la industria del petróleo.

Este modelo se da en Italia (desde 1903 en Lardello, cuyas centrales poseen actualmente una potencia de 400 MW), Nueva Zelandia, Japón, Filipinas, Estados Unidos (en California el campo The Geysers supera los 900 MW) y México.

Energía geotérmica de temperaturas medias: es aquella en la que los fluidos se encuentran a temperaturas menos elevadas (70-150 °C). Por consiguiente, la conversión vapor-electricidad se realiza a un menor rendimiento y debe utilizarse un fluido volátil como intermediario. Para explotar estos recursos se han desarrollado pequeñas centrales eléctricas.

Regiones Estables

Se trata de regiones que presentan flujos térmicos del orden de los 30-50 °C/Km de profundidad. Si estas áreas cuentan con estructuras favorables y se pueden realizar perforaciones adecuadas, será posible obtener fluidos a temperaturas que oscilan entre los 20 y 80 °C. Estas zonas se corresponden con las de energía geotérmica de baja y muy baja temperatura. Es aprovechable en zonas muy amplias, por ejemplo, todas las cuencas sedimentarias. Esta energía se utiliza para necesidades domésticas, urbanas y agrícolas (calentamiento de invernaderos en Hungría, calefacción de viviendas en Francia e Islandia, etc).

Para poder extraer el calor de la Tierra deben darse ciertas condiciones: la existencia de zonas con elevadas temperaturas (a profundidades compatibles con la tecnología actual) y la existencia de rocas, cercanas a este foco de calor, capaces de retener agua. Esta definición no implica que el agua se encuentre a priori en el campo geotérmico, puede ser introducida y luego

La zona occidental de Argentina corresponde a una zona de márgenes continentales activos, con una zona de subducción y cuerpos magmáticos, que emplazados en niveles superiores, generan áreas térmicas anómalas que permiten suponer un gran desarrollo futuro.

extraída actuando como vehículo del calor.

El estudio de los campos geotérmicos requiere distintas estrategias de exploración aunque, por lo general, su localización, caracterización y tipificación se realizan mediante técnicas que involucran diferentes especialidades, entre ellas la geología regional, estratigrafía, petrografía, vulcanología, geotectónica, hidrología, termodinámica, geoquímica, etc.

Antes de proceder a la explotación de un campo geotérmico, es necesario conocer: la profundidad y espesor del acuífero, la calidad, caudal y temperatura del fluido y la permeabilidad y porosidad de las rocas.

Una vez conocidos estos factores, la explotación se realiza mediante perforaciones semejantes a las petrolíferas. Sin embargo, para no agotar el agua, se la suele reinyectar al acuífero mediante otro pozo.

Asimismo, es necesario evitar la corrosión que suele producir el fluido geotérmico, utilizando materiales no atacables.

El diseño de las centrales geotérmicas de producción de electricidad depende del caudal del pozo, la temperatura del yacimiento, la composición del fluido, la temperatura del agua de refrigeración, el contenido de sustancias extrañas, etc. Las diferentes opciones básicas de conversión de energía geotérmica en energía eléctrica están supeditadas a las características del fluido (si se encuentra en fase gaseosa, líquida o ambas y de la cantidad de sustancias disueltas). Además de las opciones básicas de transformación de energía geotérmica en eléctrica (conversión directa, expansión súbita (flash), proceso de ciclo binario, proceso de flujo total) existen otras posibilidades de uso de la energía geotérmica para obtener energía eléctrica, por ejemplo, utilizando el fluido geotérmico como fluido precalentado para turbinas de centrales térmicas cuando éste no llegue a las altas temperaturas necesarias.

Una alternativa excelente es la utilización directa de la energía geotérmica que involucra una amplia variedad de usos, para la mayoría de los cuales existe tecnología e ingeniería probadas. De cualquier forma, en algunos casos, esta tecnología es compleja en virtud de los sólidos disueltos y gases no condensables de los fluidos geotermales. En comparación con la generación de energía eléctrica, el uso directo de la

geotermia tiene numerosas ventajas, entre ellas, la mayor eficiencia energética (50-70 % para la energía de uso directo frente al 5-20 % para la generación de energía eléctrica), la rapidez de su desarrollo y los exiguos costos de inversión. El costo de producción por KWh de la utilización directa es muy variable, pero normalmente está debajo de los dos centavos de dólar por KWh.

El aprovechamiento del calor directo tiene distintas aplicaciones. El mayor consumo (cerca del 33%) se realiza en el calentamiento de casas. Le siguen la bañoterapia, la natación y la balneología (19%), los invernaderos (14%), las bombas de calor para provisión de aire caliente y refrigeración (12%), las granjas ictícolas (11%) y los usos industriales (10%).

La mayor abundancia de los yacimientos de baja temperatura ha obligado a desarrollar nuevos procesos que permitan el aprovechamiento del agua caliente, cuya temperatura no suele ser superior a los 100 °C, para calefacción urbana, industrial y agrícola.

Los principales obstáculos para el desarrollo de la geotermia de baja temperatura, son las grandes inversiones iniciales, el bajo rendimiento y la restricción de uso a áreas cercanas a la fuente. A pesar de esto, existe una gran compatibilidad ambiental de este tipo de energía, siendo muy promisorio su futuro ya que los factores ambientales pesarán cada vez más.

Beneficios Ambientales

Cabe destacar que la creencia generalizada de que los yacimientos geotérmicos representan una fuente energética no contaminante ha jugado un papel muy importante respecto al interés por su desarrollo. No obstante, se debe admitir que existe cierta afectación del medio, pero de ninguna manera debe suponer un freno al desarrollo de esta fuente de energía. La utilización de la geotermia como alternativa energética, reemplazando a otras fuentes convencionales (combustibles fósiles, energía nuclear) es una opción a considerar, pues reduce sustancialmente las emisiones de gases contaminantes y el uso del suelo.

La mayoría de los sistemas hidrotermales tienen una actividad de oxígeno muy baja, y comúnmente tienen especies como CO_2 , H_2S , NH_3 , y CH_4 en fase vapor. En la mayor parte de los sistemas geotermales los gases no compresibles forman menos del 5% en peso de la fase vapor. Así, para la misma producción de electricidad, las emisiones de CO_2 a partir de plantas geotermales de energía (tipo "expansión súbita") son sólo una pequeña fracción de las emisiones de plantas de energía que usan hidrocarburos. Las plantas geotermales de ciclo binario no alcanzan a separar las fases, entonces el CO_2 se mantiene en solución y es reinyectado en el reservorio, resultando un proceso sin emisiones atmosféricas.

Los fluidos naturales son, usualmente, mezclas químicas complejas, y las aguas geotérmicas presentan un amplio rango de composiciones y concentraciones de solutos. Los elementos potencialmente peligrosos (Hg, B, As y Cl) obtenidos con las salmueras geotermales son en gran parte reintroducidos en el reservorio productor.

Otro factor ambiental importante es el espacio de terreno utilizado para perforaciones, tuberías y plantas de energía, el cual resulta pequeño comparado con el usado para la extracción de otras fuentes de energía tales como el petróleo, gas, carbón y combustible nuclear.

Como las plantas geotermales no queman combustible, poseen una ventaja ambiental inherente sobre las plantas energéticas que sí lo hacen. Los fluidos geotermales son extraídos de la tierra y devueltos a la misma, por lo que las emisiones son muy bajas. La energía geotérmica es una de las fuentes de energía más limpias disponibles actualmente, por lo que se anticipa un continuo y fuerte mercado de generación de electricidad geotérmica como resultado de un creciente interés en controlar la polución atmosférica y el calentamiento global.

Posibilidades de Desarrollo en Argentina

Argentina tiene excelentes perspectivas para el desarrollo de este tipo de recurso energético. Se han evaluado los recursos geotérmicos correspondientes a una

superficie aproximada de 300.000 Km² (noroeste, centro-oeste, centro-este y sur del país) mediante estudios de reconocimiento en 13 zonas (Figura 2).

En Argentina se considera una división en dos clases: la geotermia de alta entalpía se vincula con las zonas activas de la Tierra (por ejemplo, la Región Andina), ubicadas en los límites de placas y la geotermia de baja entalpía que se corresponde con las regiones que poseen un comportamiento relativamente estable (30-50 °C/Km).

Sobre la base de las recomendaciones derivadas de estos estudios, se profundizaron las investigaciones en 8 zonas geotérmicas con características favorables, en las que comenzaron los estudios de prefactibilidad. Éstos se desarrollaron para proyectos de alta entalpía en las áreas volcánicas de Tuzgle (Salta - Jujuy), Domuyo (Neuquén), Copahue (Neuquén) y Valle del Cura (San Juan) y para

proyectos de baja entalpía en las regiones de Bahía Blanca (Buenos Aires), Caimancito, La Quinta y El Palmar (Jujuy) y Río Valdez (Tierra del Fuego). Del conjunto de estudios realizados, los proyectos más avanzados corresponden

a los campos geotérmicos de Copahue, Río Valdez y Bahía Blanca. El proyecto Copahue se encuentra en etapa de desarrollo. En esta zona se instaló en 1988 una central geotérmica piloto de 679 KW nominales.

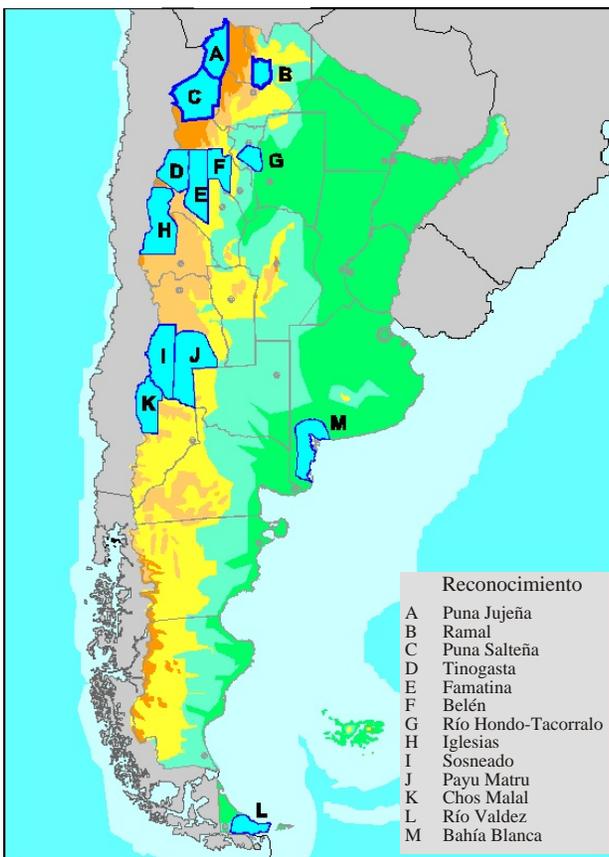


Figura 2: Zonas de reconocimiento en Argentina

Observaciones Finales

La energía geotérmica no es un recurso universal, por el contrario, está concentrado en algunas regiones de la Tierra entre las que se encuentra la Argentina.

El aprovechamiento de estas fuentes de calor podría representar, en el caso de nuestro país y siempre que se desarrolle la tecnología adecuada, una inmensa fuente de generación de energía eléctrica y calor para su uso directo.

Existen organismos que tienen la

capacidad de encarar el desafío de avanzar en el campo de la geotermia, como por ejemplo la Comisión Nacional de Energía Atómica (CNEA). A nuestro entender, la CNEA cuenta con los recursos humanos necesarios y suficientes, en virtud de la multiplicidad de profesiones que encierran sus cuadros tecnológicos, para encarar la tarea de comenzar con el estudio sistemático, que sienta las bases del aprovechamiento futuro de esta fuente natural de energía.

Bibliografía

- 1 - BANCO INTERAMERICANO DE DESARROLLO.
Informe de impactos ambientales y sociales. Proyecto geotérmico Miravalles III CR-0115.
De la página Web del Banco Interamericano de Desarrollo (BID).
- 2 - FRIEDLEIFSSON, I.B.; 1998.
Direct Use of Geothermal Energy around the World.
Geo-Heat Center Quarterly Bulletin N°2, Vol. 19.
- 3 - LEGARDA J. Y SALABERRIA A.
Energías alternativas, Energía geotérmica.
De la página Web del Centro de Estudios e Investigaciones técnicas de Gipuzkoa.
- 4 - LUND, J. W.; 2000.
Direct heat utilization of geothermal resources.
De la página Web del Oregon Institute of Technology, Geo-Heat Center.
- 5 - MCLARTY, L. Y REED M.J.; 1992.
The U.S. Geothermal Industry: Three Decades of Growth.
De la página Web del Energy Efficiency and Renewable Energy Network (EREN) del departamento de energía de los EE.UU.
- 6 - PESCE, H.A.; (1994).
Energía geotérmica: promisorio alternativa.
Dirección Nacional del Servicio geológico. Anales N° 22.
- 7 - REED, M. J. y RENNER J.L.; 1994. Environmental Compatibility of Geothermal Energy.
De la página Web del Energy Efficiency and Renewable Energy Network (EREN) del departamento de energía de los EE.UU.
- 8 - STOPSON, ITALIANA S.p.A.
Isonorizzazione di Centrali Geotermiche da 60 MW.
De la Página Web de Stopson Italiana S.p.A.

Repositorio Nuclear en Yucca Mountain Pros y Contras

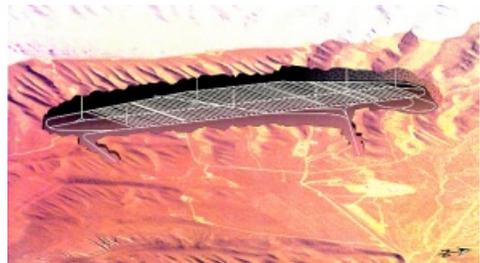
Flash Julio de 2002 Foro de la industria Nuclear Española.

Después de la aprobación, por parte del Presidente y la Cámara de Representantes de Estados Unidos, la decisión sobre la construcción, en Yucca Mountain, de la instalación de disposición final de residuos radiactivos de alta actividad depende ahora del Senado, cuyo Comité de Energía y Recursos Naturales lo ha aprobado, por 13 votos a 10. En el periodo de tiempo hasta que se discuta esta resolución en el Senado, el estado de Nevada y los contrarios al proyecto, por una parte, y las empresas eléctricas y partidarios de la energía nuclear, por otra, están esforzándose por presentar sus argumentos ante la opinión pública (*).

Participan en este debate senadores, gobernadores, cámaras legislativas, alcaldes y cámaras de comercio de muchos estados, además de ciudadanos de Nevada y otros estados, sindicatos, medios informativos y organizaciones de diversos tipos. Incluso ha llegado al mundo del espectáculo: Paul Newman, tras su visita a Yucca Mountain, ha expresado su deseo de hacer una película pronuclear con Robert Altman y Norman Lear.

Los argumentos en pro y en contra empleados, versan principalmente sobre los riesgos en el transporte de los combustibles nucleares gastados, sobre

la presunta falta de conocimiento científico completo de Yucca Mountain, sobre la mayor conveniencia de almacenarlos en cada central nuclear o en un solo almacén centralizado y sobre las ventajas e inconvenientes para Nevada.

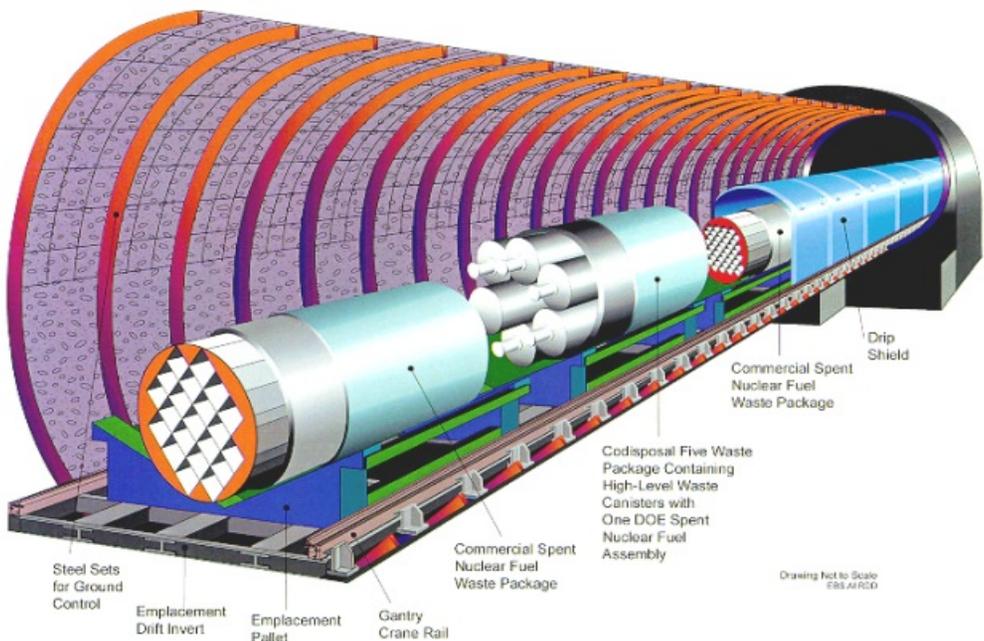


- Los transportes a realizar se estiman en unos 200 al año, en su mayor parte, por ferrocarril. Las cantidades implicadas serán de 63 000 toneladas al año llevadas por ferrocarril, lo que constituirá el 90% del total. Unas 7000 toneladas anuales se transportarán por carretera. El transporte por ferrocarril equivale a uno o dos transportes por semana. Estas cifras deben compararse con los 300 millones al año de movimientos de mercancías tóxicas y peligrosas que se llevan a cabo actualmente en Estados Unidos.
- Las bases científicas y técnicas para adoptar la decisión, en opinión del Gobernador de Nevada y de algunos

científicos, son insuficientes por estar Yucca Mountain en una zona sísmica y volcánica, inapropiada para el largo periodo de tiempo previsto. Además, algunos experimentos parecen haber demostrado que el agua de lluvia tarda menos tiempo que el estimado en llegar a la zona de almacenaje, lo que puede acelerar procesos de degradación de los residuos y de los contenedores. Las respuestas a estas objeciones se basan en la experiencia histórica respecto al vulcanismo y a los sismos de la zona. La llegada de agua no tendrá efecto sobre contenedores y combustibles, primero, por la protección contra el goteo de las bóvedas de las galerías y segundo

por la evaporación del agua mientras el medio geológico esté caliente por el calor de desintegración.

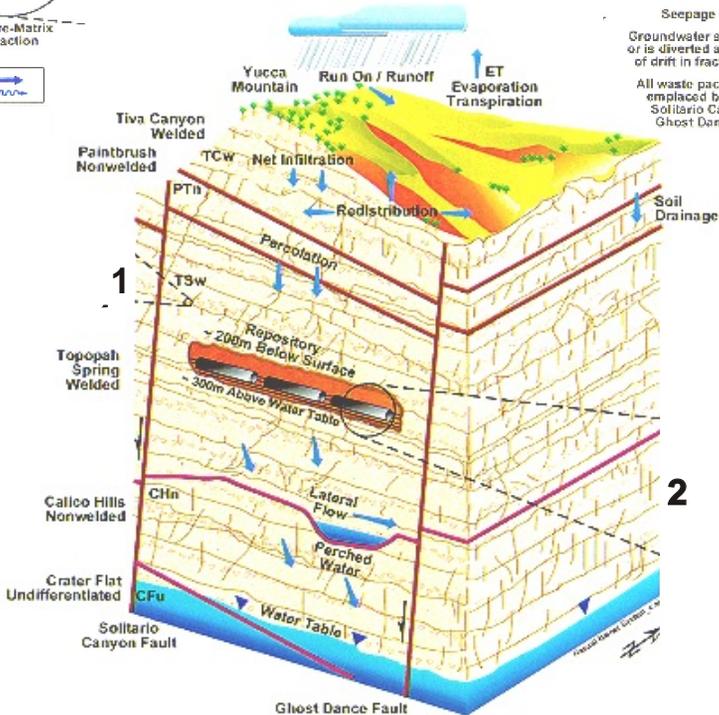
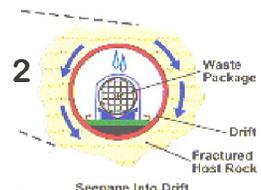
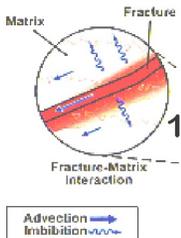
- Desde el punto de vista de la seguridad nuclear, física o de otro tipo, a largo plazo, las ventajas de un único almacén son incuestionables. La protección y supervisión son también más fáciles.
- Respecto a las ventajas que el estado de Nevada obtendrá, los partidarios ponen como ejemplo al estado de Nuevo Méjico, donde se almacenan los residuos militares, que anualmente recibe 300 millones de dólares por este concepto. La decisión definitiva del pleno del Senado se espera para finales de julio de 2002⁽⁷⁾.



Extraído del artículo sobre gestión de residuos radioactivos publicado en el N° 20 de la Revista de la Asociación Argentina de Radioprotección y cuyos autores son el Dr Jaime Pahissa Campá y la Dra. Marta H de Pahissa.

En EE.UU. la Ley de 1982 sobre Residuos Nucleares estableció la Oficina de Gestión de Residuos Radiactivos Civiles, dentro del Departamento de Energía (DOE), para desarrollar y gestionar de forma segura los combustibles gastados y residuos radiactivos de alta actividad, que se financia a través de un canon. Ya está

en manos del Presidente el informe final sobre la recomendación del emplazamiento de Yucca Mountain para la construcción del repositorio geológico profundo. Si éste o el Congreso lo aprueban, en 2002 se solicitaría la correspondiente licencia a la Comisión Regulatoria Nuclear⁽¹⁾.



Seepage Into Drift
Groundwater seeps into drift or is diverted around outside of drift in fracture network.
All waste packages will be emplaced between the Solitario Canyon and Ghost Dance Faults.

El repositorio de Yucca Mountain estaría ubicado en Nevada (160 Km de Las Vegas) y destinado a la disposición final de los elementos combustibles gastados de los reactores de potencia, de los de uso naval, de producción, experimentales y de investigación y para los residuos de alta actividad vitrificados que incluyen parte de los generados en programas de defensa. El terreno es semiárido, con escasa precipitación pluvial y muy baja densidad de población. Consiste en un bloque de 5 Km de largo por 1,5 Km de ancho, ubicado a 300 metros de profundidad en una zona formada por capas de roca volcánica originadas hace 10 a 13 millones de años y donde es muy escasa la infiltración de agua

Se realizó la caracterización geológica y geoquímica, incluyendo la construcción de un túnel exploratorio. Se ha optimizado el diseño del repositorio y se han evaluado los materiales de los contenedores. El DOE también tiene la misión, encomendada por el Congreso, de evaluar la tecnología de transmutación ATW (Acelerador Transmutation Wastes).

Por otro lado, la oficina de Gestión Ambiental del DOE tiene como misión primaria reducir los riesgos provenientes de la contaminación y reducir los residuos en lugares asociados con el desarrollo de armas nucleares. El programa global es responsable del

almacenamiento, tratamiento y disposición final de los residuos radiactivos y químicos generados durante más de 50 años en la investigación y producción de armas nucleares. Se seleccionó para la disposición final de los residuos transuránicos (TRU), contaminados fundamentalmente con plutonio, un repositorio geológico en una formación salina. El WIPP (Waste Isolation Pilot Plant), actualmente en operación, después de más de dos décadas de desarrollo, fue construido a 650 metros de profundidad, en Carlsbad, Nueva Méjico. Los residuos TRU se transportan en contenedores (Trupact.II), desde 23 emplazamientos situados en 16 estados. El WIPP consta de ocho sectores, cada uno de ellos dividido en siete galerías y, están conectados con la superficie, por medio de cuatro conductos verticales. Los residuos contenidos en tambores, se apilan en las galerías y los contenedores blindados, en nichos excavados en las paredes de las mismas. La entrada en operación del WIPP representa la culminación de un proceso, iniciando en los años 50, de selección y caracterización del emplazamiento, de investigación y desarrollo y de licenciamiento para el primer repositorio geológico profundo, constituyendo un hito importantísimo en la gestión de los residuos radiactivos de alta actividad y de largos periodos de semidesintegración.

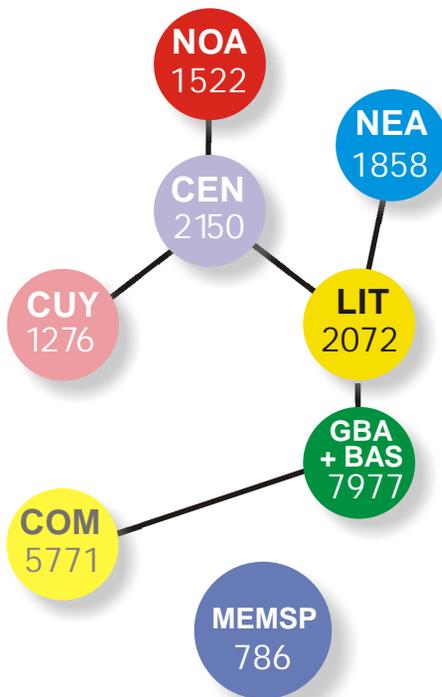
(*) **Nota del editor:** con posterioridad a la redacción de este artículo el senado de EE.UU. dio por concluida la controversia rechazando las objeciones y aprobando la elección del lugar, ver Noticias (página 35).

Potencia Instalada

El parque generador de energía eléctrica, de nuestro país, está compuesto por numerosos equipos de distinto tipo distribuidos en toda su extensión.

Según su ubicación geográfica los equipos de generación pertenecen a ocho regiones principales, estas son: Cuyo(CUY), Comahue (COM), Noroeste (NOA), Centro (CEN), Buenos Aires/Gran Buenos Aires (GBA-BAS), Litoral (LIT), Noreste (NOA) y Patagonia (PAT). La suma de ellas constituye el Sistema Argentino de Interconexión (SADI). todas las regiones se encuentran interconectadas entre sí salvo la región Patagónica que opera en forma aislada del resto. En la parte interconectada opera el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) y en la región Patagónica, donde se encuentra el Sistema Interconectado Patagónico (SIP) opera el Mercado Eléctrico Mayorista del Sistema Patagónico (MEMSP).

En el mapa pueden observarse las regiones señaladas y las vinculaciones existentes entre ellas.



La potencia bruta total instalada al 31 de Junio de 2002 en los dos sistemas (MEM y MEMSP) es de 23 404 MW.

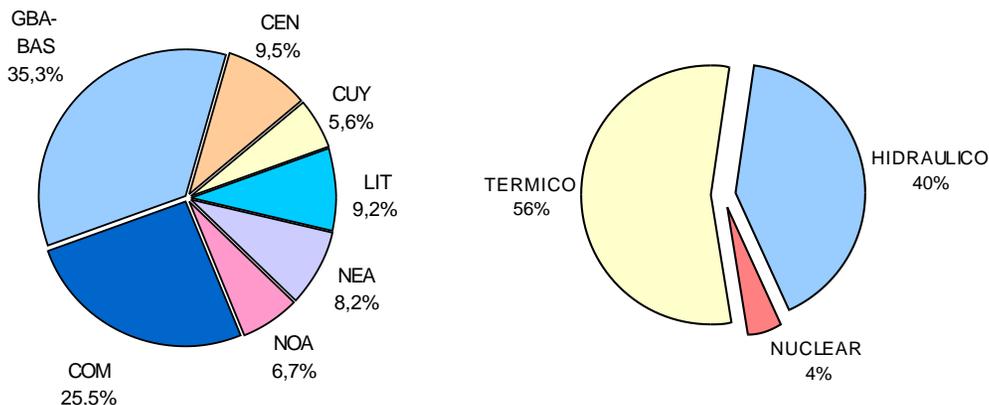
Los equipos instalados en MEM y MEMSP se pueden clasificar en tres tipos de acuerdo con el recurso natural que utilizan: Térmico Fósil (TER), Nuclear (NUC) o Hidráulico (HID). Los térmicos a combustible fósil a su vez se pueden subdividir en cuatro tipos tecnológicos de acuerdo con el tipo de ciclo térmico que utilizan para aprovechar la energía: Turbina de Vapor (TV), ciclo Rankine, que utiliza la energía del vapor de agua; Turbina de Gas (TG), ciclo Joule Bryton que utiliza la energía contenida en los gases producidos en la combustión; Turbina de Gas en Ciclo Combinado(CC), Rankine + Joule-Bryton combinación de los tipos anteriores donde se aprovecha la alta temperatura de los gases de escape de la turbina de gas para producir vapor y los Motores Diesel (MD), ciclo Diesel.

Existen en nuestro país otros tipos tecnológicos como los eólicos, geotérmicos y solares, aunque de baja significación en cuanto a la potencia instalada. Ninguno de estos equipos se encuentra en el ámbito de lo que se denomina MEM o MEMSP. Algunas de estas instalaciones se encuentran operando en forma aislada y otras producen energía en cooperativas, descontando demanda al momento de efectuar las compras al Mercado Eléctrico.

La tabla siguiente expone la potencia térmica instalada (en MW) a Junio de 2002 clasificada por región y tipo de equipo.

Región/Tipo	TV	TG	CC	MD	Total TER	NUC	HID	Total
CUYO	120	90	374		584		692	1276
COMAHUE		578	708		1286		4485	5771
NOA	261	437	640	4	1342		180	1522
CENTRO	227	297	64		588	648	914	2150
LIT	242	40	845		1127		945	2072
GBA-BAS	3640	571	3409		7620	357		7977
NEA	25	123			148		1710	1858
Total MEM	4515	2136	6040	4	12695	1005	8926	22626
MEMSP		196	63		259		519	778
Total	4515	2332	6103	4	12954 56%	1005 4%	9445 40%	23404

Las diferencias respecto al semestre anterior (ver Boletín Energético N° 8) se deben a la salida de servicio de unidades TG (23MW) a la entrada de la TG de Plus Petrol Norte (116MW) y la entrada parcial del CC de SM de Tucumán (193MW), todo en el NOA. A continuación se muestra la relación porcentual de la potencia instalada por región y tipo de fuente energética en el MEM.



Dentro de la generación que no opera en el Mercado se destaca la eólica, que aporta casi 14 MW, que representa el 0,06 % del total del sistema. La mayor parte de ésta, 8 MW, se encuentra en el SIP y los 6 MW restantes se ubican principalmente en el sur de la provincia de Buenos Aires.

Incorporaciones Previstas

CAMMESA tiene previstas y modeladas incorporaciones al MEM en los próximos años por sólo 170 MW, ver Tabla I. Por otra parte informa sobre otros proyectos, pero sin definir su año de ingreso, que suman 3780 MW, ver Tabla II. Estas cifras representan un incremento del parque actual de 0,7% y de un 16,1% adicional respectivamente.

La mayoría de este equipamiento (salvo la central nuclear de Atucha II) corresponde a equipos térmicos que utilizan combustibles fósiles.

Hay que tener en cuenta que el segundo grupo de generadores (los que aún no disponen de fecha de incorporación) requieren un tiempo mínimo de dos años para su concreción.

Tabla I. Incorporaciones de generadores al MEM previstas para los próximos años

Fecha (mes/año)	Empresa Propietaria	Grupo Generador	Potencia (MW)	Potencia Acumulada (MW)	Observaciones
Ago/02 ^(*)	CEMPPSA	POTRERILLOS	170	170	Hidráulica

* El Complejo Hidráulico POTRERILLOS, se compone de tres centrales hidráulicas: El Carrizal, Cacheuta y Álvarez Condarco. De estas aún no ha ingresado la central de Álvarez Condarco con cerca de 30 MW.

Tabla II. Incorporaciones sin fecha definida de puesta en marcha (de difícil concreción en el mediano plazo)

Empresa	Grupo Generador	Tipo	Potencia (MW)	Potencia Acumulada (MW)
NASA	ATUCNU02	NUC	745	745
ENARGEN	ENARCC01	CC	480	1225
Las Maderas	MADEHI01/02	HID	30	1255
C. Las Playas	LPLACC01	CC	250	1505
GENELBA	GEBACC02	CC	850	2355
Central Piedrabuena	BBLACC01	CC	780	3135
CAPEX	LDLACV01	CV	200	3335
Termoandes	TANDCC01	CC	203	3538
Independencia	INDECC01	CC	242	3780

Fuente: CAMMESA Agosto 2002

Costo Variable de Producción y Orden de Despacho

Debido a que la demanda, tiene importantes variaciones a lo largo del día, CAMMESA debe decidir con qué unidades generadoras la va a cubrir; para ello realiza el despacho económico de las unidades, manteniendo como función objetivo la minimización de la suma del Costo Variable de Producción (CVP), el Costo Variable de Transporte (CVT) y de la valorización de la Energía No Suministrada (ENS), todo ello con ajuste a las restricciones de transporte, disponibilidad de combustibles y de agua y demás limitantes operativas.

Con este objetivo confecciona un orden de mérito con las unidades generadoras y si la demanda aumenta o disminuye les solicita que ingresen o salgan del sistema, respetando ese orden de mérito con algunas excepciones.

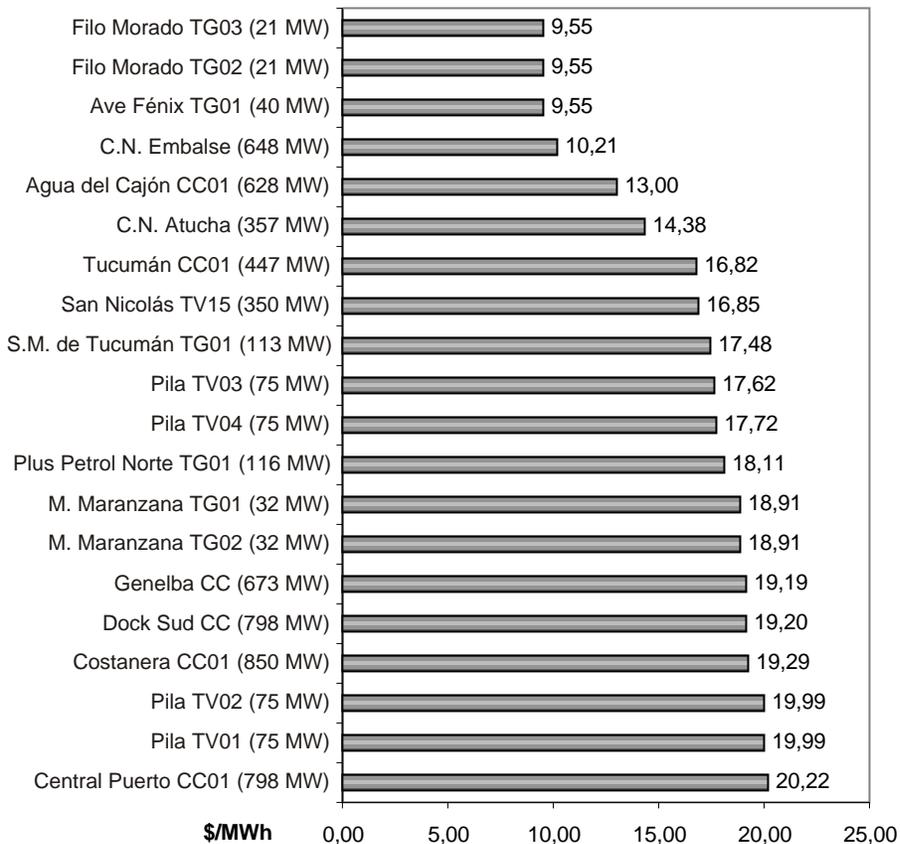
Hasta hace un tiempo, este orden de mérito consideraba la incidencia del combustible en el costo de generación y otros costos variables no combustibles, pero estos últimos con un tope del 15% del valor del combustible.

Recientemente mediante la Resolución de la Secretaría de Energía SE N° 8 se han introducido algunas modificaciones a la mecánica de sanción de precios respetando los principios básicos antes mencionados, pero permitiendo la total recuperación de todos los costos variables.

Por lo tanto el CVP ahora incluye además los costos Variables de Operación y Mantenimiento que también tienen topes por rango y tipo de generación.

El despacho económico se realiza sobre la base de los CVP declarados y aceptados por CAMMESA. La sanción se efectúa con el mínimo valor entre el CVP declarado y el valor de referencia calculado por CAMMESA.

En principio y para dar una idea del orden de prioridad con el cual las máquinas térmicas cubren la demanda del SADI se presenta la tabla con la lista de mérito de las 20 primeras unidades térmicas.



Los valores indicados en el gráfico corresponden a los CVP declarados por los generadores, divididos por los factores de nodo correspondientes a cada generador con el objeto de trasladar estos valores al Centro de Carga del Sistema (CCS).

Una vez determinado el despacho de cada unidad se establece el precio en el mercado (el CVP de la máquina más cara que está entregando energía al sistema) y en cada nodo, esto equivale al costo de producir una unidad de energía adicional, respetando las restricciones establecidas.

Sobre la base de estos precios se remunera a los generadores que operan en cada momento, El precio que cada uno recibe equivale al precio en el CCS por el Factor de Nodo.

Evolución de los Precios

Durante el primer semestre de 2002 el precio de la Energía Eléctrica en el MEM ha sido inferior al correspondiente al mismo periodo de 2001.

Se indica a continuación la evolución del precio en el mercado spot durante el primer semestre de 2002, durante el año 2001 y los precios estacionales sancionados por CAMMESA (Figura 3).

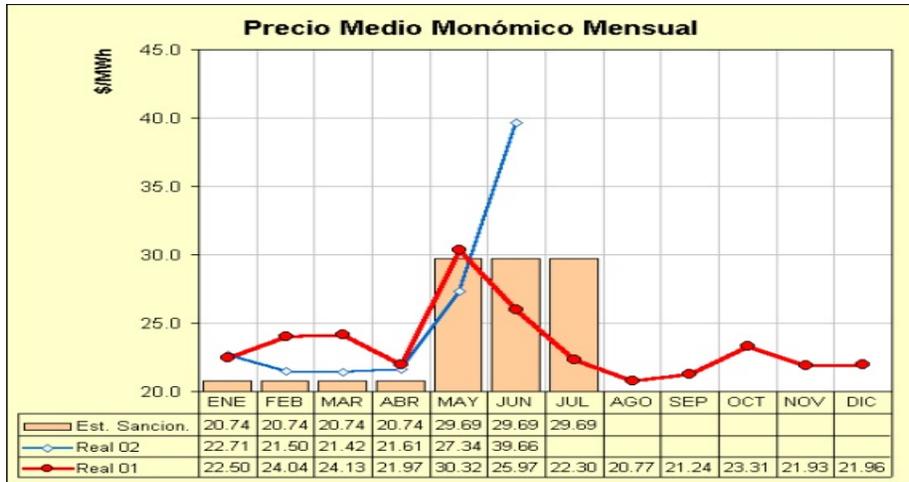


Figura 3. Precios del MEM en el primer semestre de 2002

Los precios anteriores son promedios mensuales extraídos del informe mensual de CAMMESA.

A continuación se indica la evolución del precio de la energía y el precio monómico desde el año 1992. (Figura 4).

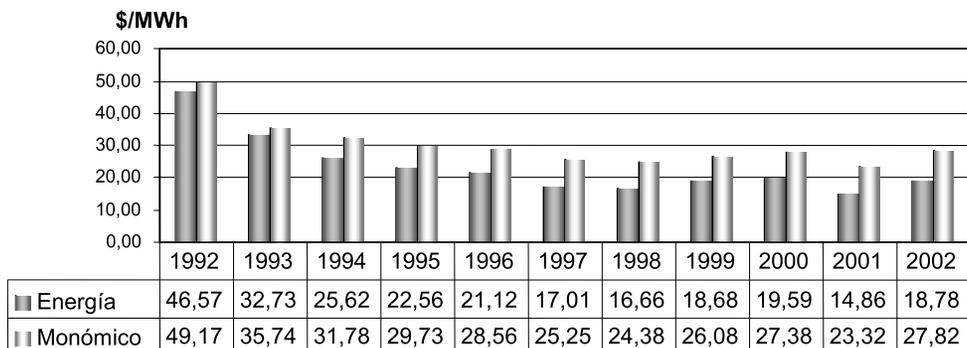


Figura 4. Precios Promedio Anuales

Los valores correspondientes al año 2002 son el promedio hasta el mes de julio inclusive y hay que tener en cuenta para su comparación con los de los años anteriores que están expresados en pesos y el peso ya no tiene el mismo valor que el dólar. Por esta razón los precios del año 2002 que aparentan ser superiores a los del año 2001 en realidad son de aproximadamente la tercera parte (a los valores del dólar de agosto representan aproximadamente 8 U\$S/MWh).

Noticias

Nueva Central Nuclear en Finlandia

El parlamento finlandés ratificó el pasado 24 de mayo, la construcción de una nueva central nuclear. El resultado de la votación fue de 107 votos a favor y 92 votos en contra. Esta nueva central Nuclear será el quinto reactor del país y la unidad 149 en Europa.

La ratificación en el parlamento significa la finalización de un largo proceso. Las etapas anteriores fueron la solicitud de la empresa eléctrica TVO para la construcción de la central nuclear en noviembre de 2000 y la aprobación, por parte del gobierno, en enero de 2002.

El tiempo estimado de construcción de la central nuclear es de 4 años y el coste total será de 1700 a 2500 millones de euros dependiendo de la potencia final del reactor. El tipo del reactor será de agua ligera, y está pendiente definir el tipo del mismo y la empresa suministradora. Independientemente del tipo de reactor, la central nuclear funcionará 60 años. La empresa TVO financiará totalmente la construcción de este quinto reactor.

Finlandia, en 2001 tuvo un crecimiento del consumo de electricidad del 3% y dispone en la actualidad de cuatro centrales nucleares con una potencia instalada de 2656 MW, que producen el 30% de la electricidad consumida en el país. La primera central nuclear entró en funcionamiento en 1977 y la última en 1981.

La quinta central nuclear es un paso importante para la estabilidad del precio de la electricidad en Finlandia y la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero.

Lo relevante de esta noticia es que esta construcción es la primera que se aprueba en Europa occidental después del accidente de Chernobil en 1986.

Fuente: Nuc Net y Foro de la Industria Nuclear Española.

El Senado de EE. UU. Aprobó la Localización del Repositorio Nuclear en Yucca Mountain

El Senado de EE. UU. aprobó la elección de la ubicación del repositorio de combustibles nucleares gastados y residuos radioactivos de alta actividad en la zona de Yucca Mountain en el desierto de Nevada.

La aprobación se produjo con un margen de 60 votos a favor y 39 en contra, con lo que ahora ambas cámaras del Congreso rechazan las objeciones del Estado de Nevada a la elección del emplazamiento por parte del poder ejecutivo.

Con esta decisión se está en condiciones de continuar con los pasos que conduzcan a la construcción del repositorio poniéndose fin a la controversia sobre la disposición final de los residuos producidos por la generación nucleoelectrónica.

El presidente del instituto de Energía Nuclear de EE. UU. dijo que un grupo bipartidario de senadores de todas las regiones de EE. UU. tuvieron el coraje de elegir una política de bien público enfrentando intensas presiones políticas.

Reconoció además que la evaluación científica de los aspectos geológicos y ambientales determinaron claramente la sustentabilidad de la ubicación permitiendo al proyecto de Yucca Mountain proseguir hasta la etapa de licenciamiento.

Agregó también que la industria nuclear tiene en cuenta la seguridad en el transporte ya que en 38 años con más de 3000 embarques no ha tenido accidente alguno ni pérdida de radiación.

Fuente: Nuclear Energy Institute Nuc Net N° 242/02 del 10/7/2002

Holanda Posible Cambio de Política

La coalición de los tres partidos que formará el nuevo gobierno holandés, luego de derrotar en las últimas elecciones al actual gobierno, han confirmado una revisión de la política antinuclear con el anuncio de que la planta nuclear de PORSELLE no sería prematuramente cerrada.

La declaración confirma informes previos sobre un cambio en la política energética nacional.

Esto significaría que la planta de 449 MW, un PWR que inició su operación en 1973, podría continuar operando al menos hasta el 2013.

Fuente: Nuc Net y Foro de la Industria Nuclear Española

**Elaborado por la Oficina de
Prospectiva sobre los Usos Pacíficos de la Energía Nuclear**

COMISION NACIONAL DE ENERGIA ATOMICA

Av. Libertador 8250. Capital Federal (CP 1429)

Tel: 4704-1145 4704-1146

E-Mail: rey@cnea.gov.ar

<http://www.cnea.gov.ar/energe/portada.htm>