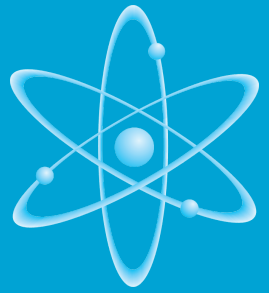


Boletín Energético



2do. Semestre 2010
AÑO XIII N° 26

26



ISSN 1668-1525

Dirección de la Publicación: Ing. Francisco Carlos Rey

Coordinación Editorial: Ing. Norberto Coppari

Comité Técnico: Ing. Norberto Coppari
Lic. Cristina A. Delfino
Ing. Susana Gómez de Soler
Ing. Lucía Ramilo

Boletín elaborado y emitido por la Subgerencia de Planificación Estratégica, perteneciente a la Gerencia de Planificación, Coordinación y Control, Comisión Nacional de Energía Atómica; Av. Libertador 8250 (C1429BNP) CABA; Centro Atómico Constituyentes, Av. General Paz 1499 (B1650KNA), San Martín, Buenos Aires.
Tel.: 6772-7422/7419/7526/7869.

Producción Editorial: Ing. Francisco Carlos Rey
Ing. Norberto Coppari
Srta. Mariela Iglesia

Comité Revisor: Ing. Gustavo Barbarán
Lic. Andrés Boselli
Ing. Valeria Cañadas
Ing. Analía Duco
Ing. Santiago Jensen
Sr. Diego Maur
Ing. Inés Torino Aráoz
Dr. Alejandro Villanueva

Apoyo Técnico: Sr. Diego Coppari
Sr. Facundo Leuzzi
Sra. Mónica Nicolini

Este Boletín presenta los datos más representativos del funcionamiento del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) hasta diciembre de 2010, así como algunos otros temas de interés en el área energética.

Diseño y Compaginación: Lic. Cristina A. Delfino
Impresión: Talleres Gráficos Centro Atómico Constituyentes - CNEA

Internet: <http://www.cnea.gov.ar/xxi/energe>
E-mail: rey@cnea.gov.ar coppari@cnea.gov.ar

ISSN 1668-1525

Las opiniones expresadas en los artículos firmados de este boletín no representan necesariamente las de la Subgerencia de Planificación Estratégica, que declina toda responsabilidad sobre las mismas.



CONTENIDO

Los pilares de un programa nuclear

Santiago Jensen Mariani

Reactor rápido refrigerado por gas

Ricardo Ramos

- Potencia Instalada**
- Generación de Energía Eléctrica**
- Generación Nucleoeléctrica**
- Picos de Potencia**
- Incorporaciones Previstas**
- Costo Variable de Producción y Orden de Despacho**
- Indisponibilidades en la Generación**
- Evolución de los Precios**
- Consumo de Combustibles**
- Emisiones de Dióxido de Carbono**
- Demanda Eléctrica Regional Gran Buenos Aires, Buenos Aires y Litoral**

Editorial

El Organismo Internacional de Energía Atómica -OIEA- aprobó en diciembre de 2010 la creación de un Banco Internacional de Uranio Levemente Enriquecido (ULE), para proporcionar este material a Estados Miembro que experimenten dificultades en obtener suministros en el mercado comercial, siempre que éstos cumplan los compromisos de no proliferación que requiere dicha institución. Este Organismo se comprometió a crear un marco que defina la estructura de la reserva, así como la localización y el acceso por parte de los países que lo necesiten.

OIEA coordinará todas las actividades y utilizará uno o más centros de almacenamiento, considerando que el futuro Banco de Combustible Nuclear incrementará la seguridad del suministro.

La propuesta de creación del Banco partió de una iniciativa que previera amenazas nucleares y sentara las bases para que ningún país se viera en la necesidad de emprender sus propios programas de enriquecimiento. De esta forma, el uranio enriquecido estaría disponible exclusivamente para países con programas nucleares con fines pacíficos y que experimenten

problemas insuperables de tipo técnico o político, para abastecer sus centrales. Los países candidatos deben ser miembros del OIEA y con aceptación expresa al régimen de no proliferación y salvaguardias de este Organismo.

Por su parte, Rusia anunció en noviembre del mismo año, que ha constituido ya una reserva de 120 toneladas de hexafluoruro de uranio ligeramente enriquecido, con destino a países miembros del OIEA y luego de que en marzo de 2010 se firmara un acuerdo entre este organismo y la Corporación Estatal de Energía Atómica de Rusia (Rosatom), constituyéndose el primer paso para la creación del primer Banco Internacional de Combustible Nuclear gestionado por OIEA. El material se encuentra en un almacén en el Centro de Enriquecimiento de Uranio de Angarsk, cerca de Irkutsk, Siberia y constaría de uranio levemente enriquecido suficiente para dos núcleos de un reactor de una potencia del orden de 1200 MWe. Rusia produciría el material y lo almacenaría. OIEA administraría los contratos, a precios de mercado. La solución constituiría sólo un respaldo para casos concretos y urgentes, y no interferiría con el mercado normal de combustible nuclear, que OIEA considera totalmente fiable.

OIEA considera este plan como un esfuerzo para aumentar la seguridad de suministro, disminuyendo la posibilidad de restricciones injustas en el abastecimiento a países con programas pacíficos, tratando de evitar a su vez planes de enriquecimiento doméstico que presenten peligro de proliferación.

Es este contexto el Banco Internacional de Combustible Nuclear, se presenta bajo un marco de un proyecto internacional, en que se postulan diferentes escenarios y alternativas fijadas en torno a estrategias del combustible nuclear reciclado. Con esto solamente un grupo de Países Miembro estaría en condiciones de desarrollar esa tecnología, mientras que el resto de los países se servirían de los elementos combustibles manejando sus sistemas nucleares como una “caja negra”, a los cuales ingresa el combustible fresco-nuevo y sale combustible gastado que vuelve al Banco Internacional.

En los últimos años, por decisión del Gobierno Nacional y en consonancia con el renacimiento nuclear a nivel internacional, CNEA se abocó a la recuperación de sus capacidades e instalaciones del ciclo de combustible nuclear incluyendo las de enriquecimiento de uranio que habían sido paralizadas en el pasado. Parte del desafío planteado por esta reactivación fue además acompañar el desarrollo de las actividades con un alto grado de responsabilidad respecto de la seguridad y el ambiente.

Por ello Argentina, a través de CNEA y las empresas asociadas FAE S.A. y CONUAR S.A., cuenta con un sector que se dedica desde la década del '70 al desarrollo, diseño, ingeniería y fabricación tanto de los elementos combustibles para las centrales nucleares argentinas Atucha I, Atucha II y Embalse, como de los cinco reactores experimentales RA-0, RA-1, RA-4, RA-6 y RA-8 destinados a investigación, desarrollo y docencia, y el reactor RA-3, donde además se producen radioisótopos para uso medicinal e industrial.

Por otra parte con la reactivación del Complejo Tecnológico Pilcaniyeu, se busca consolidar la posición del país en la tecnología de enriquecimiento de uranio, para lograr su independencia en la formulación de estrategias energéticas.

De esta forma Argentina, mediante la producción nacional a través del desarrollo creciente de su propia industria nuclear, ha abastecido de elementos combustibles a las centrales nucleares y los reactores experimentales y de producción de radioisótopos. Asimismo, con las capacidades tecnológicas y de investigación que posee en el área del ciclo del combustible nuclear, estaría en condiciones de satisfacer los futuros requerimientos.

Los Pilares de un Programa Nuclear

Santiago Jensen Mariani

Actualmente 60 países han expresado su interés en utilizar la energía nuclear para proveer una solución a sus futuras necesidades energéticas. Sesenta años lleva Argentina desde la creación de la Comisión Nacional de Energía Atómica.

El incremento de la demanda de energía a nivel mundial es indiscutible, por lo que toda nación que quiera mantener o incrementar su calidad de vida, debe planificar como satisfacer esa necesidad. Los expertos proyectan que la demanda de energía global se incrementará en más del 50% para el año 2030, siendo el 70% de ese incremento producto de la demanda de los países en desarrollo¹.

Por este motivo, si un país decide incorporar energía nuclear a su matriz energética para hacer frente a esta demanda, la pregunta más importante a responder es: ¿qué camino deberá recorrer para concretar esta decisión sin cometer errores insalvables?

La experiencia de los países muestra que el tiempo entre la primera decisión política y el comienzo de la operación de la primera central nuclear suele ser de entre 10 y 15 años. En el caso de Argentina transcurrieron cerca de 20 años hasta la entrada en operación de la central nuclear Atucha I en el año 1974.

El proceso de instrumentación de un programa nuclear consta de tres grandes fases:

F1) Desarrollar una estrategia abarcativa que contemple las necesidades energéticas, el rol potencial, la viabilidad y los compromisos asociados a la energía nuclear en el contexto del desarrollo socio económico nacional.

F2) Conformar y definir la competencia de un organismo regulador, desarrollar el marco legal, analizar las alternativas de financiamiento, definir el grado de participación nacional técnica e industrial en el desarrollo del programa, realizar un estudio de factibilidad, localizar el sitio de emplazamiento de la central nuclear, establecer un plan de contingencia ante una emergencia, identificar las necesidades de recursos humanos y establecer una política a largo plazo para la gestión del combustible gastado.

F3) Asegurar que el proyecto sea instrumentado dentro de los estándares de seguridad y calidad. Esta etapa es la más demandante en términos de recursos humanos y financieros. Durante esta fase el organismo regulador proveerá un marco a través del cual el constructor y operador podrán demostrar en forma transparente que sus tareas son realizadas bajo los estándares apropiados.

1 Se estima que 1.5 billones de personas en todo el mundo no tienen acceso a la electricidad. Dato OECD/IEA - World Energy Outlook 2009.

En la Figura 1 se representan estas 3 fases en el tiempo.

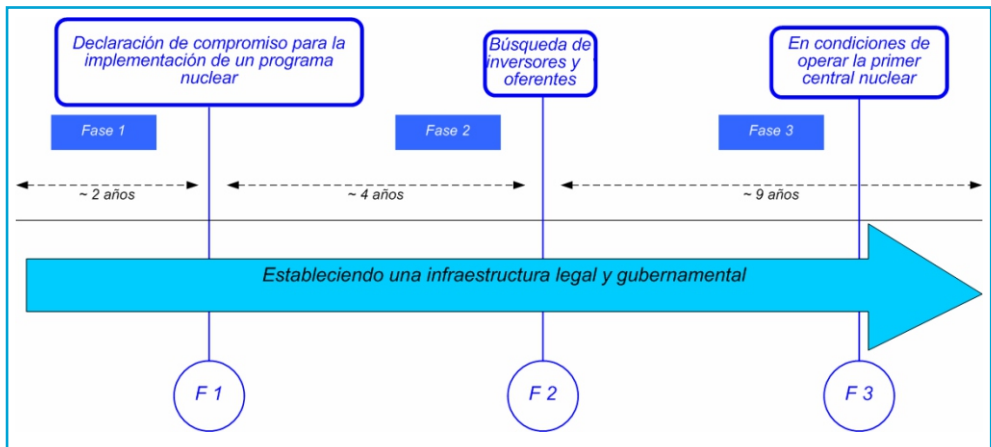


Figura 1. Hitos de la instrumentación de un programa nuclear

Los factores más importantes a considerar para la instrumentación de un programa nuclear son:

- La escala de tiempo
- Recursos humanos
- Selección de tecnología
- Seguridad de abastecimiento de combustible
- Gestión del combustible gastado y los residuos
- Costos y financiamiento
- Desmantelamiento
- Aspectos regulatorios y legales
- Información al público.

La Escala de Tiempo: la decisión de instrumentar un programa nuclear requiere de un compromiso a largo plazo, porque, aún en países que cuentan con programas nucleares, la adición de una nueva central nuclear

necesita alrededor de 10 años desde la toma de decisión inicial.

Un ejemplo de esto lo constituye el caso de Atucha II, cuyas obras comenzaron en el año 1981 y nueve años después se suspendieron por razones político económicas, priorizando el incremento de la generación eléctrica a partir de combustibles fósiles, fundamentado en que las centrales eléctricas que emplean gas natural, fuel oil u otros combustibles fósiles, tienen tiempos de construcción menores que las centrales nucleares e hidroeléctricas por lo que el tiempo de recupero de la inversión de esas tecnologías es menor. La aplicación de estas políticas durante tantos años llevó al país a depender en más del 60% de los combustibles fósiles para la generación.

El ciclo completo de una central

nuclear, contabilizando la construcción, operación con una vida útil de 50 años y desmantelamiento sería de 60 años, y si se incluye la gestión del combustible gastado el tiempo resulta aún mucho mayor. Esto da una idea del verdadero compromiso que debe tener un país con un programa nuclear.

Recursos Humanos: en general la

operación de una central nuclear requiere entre 200 y 1000 trabajadores, según sea el tamaño de la planta.

Las áreas en donde debe desempeñarse el personal comprenden instrumentación y control, ingeniería nuclear, ingeniería eléctrica, ingeniería mecánica, química, respuesta ante emergencias, seguridad y protección radiológica-

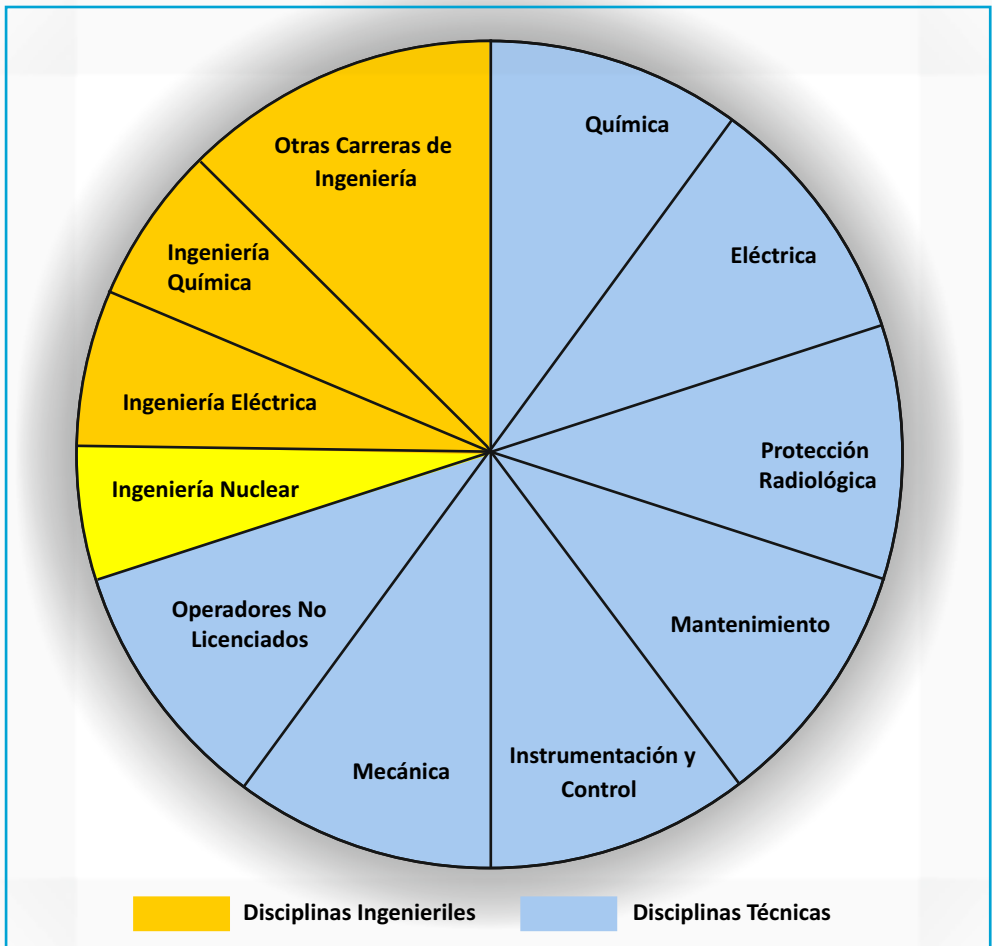


Figura 2. Distribución de las disciplinas de los trabajadores de una central nuclear

El tiempo requerido para la formación de recursos humanos con experiencia es un factor crítico, pero la mayor parte de este personal especializado puede ser incluido como parte del contrato establecido con el proveedor de la tecnología.

En nuestro país, la formación de personal específico para el área nuclear comenzó en el año 1951 con la creación del Instituto de Física -actualmente Instituto Balseiro- con la licenciatura en física con dos orientaciones, Nuclear y del Estado Sólido. Luego, en el año 1977 se incorporó la carrera de Ingeniería Nuclear. Acompañando el desarrollo nuclear argentino se creó también la carrera de Metalurgia, especializaciones en Radioprotección y Aplicaciones Médicas. Hoy en día, la oferta académica es mucho mayor, con carreras de grado y postgrado, distribuida a su vez en los centros de formación como lo son el Instituto Sabato y el Instituto Dan Beninson.

Como se mencionó anteriormente, no sólo se necesitan profesionales con carreras de grado, sino también técnicos en varias especialidades, tanto para las actividades de operación como de construcción. Un ejemplo de esto es la Escuela de Soldadura creada para la capacitación de un plantel de más de 330 soldadores, que trabajan en la obra de finalización de la central nuclear Atucha II.

Selección de la Tecnología: en la actualidad cuando un país decide tener su primer central nuclear cae forzosa-mente en la situación de tener que

elegir a quién le comprará la tecnología. Las variables intervinientes en tal selección son diversas, sobre todo porque traspasan en gran medida las fronteras de la nación, como lo son: la estabilidad socioeconómica actual y futura del país/empresa oferente, formas de financiamiento externas o internas, proveedores del combustible nuclear y la cultura de la seguridad. También se debe tener en cuenta la capacidad nacional de poseer un ciclo de combustible nuclear utilizando los recursos naturales propios, ya que la elección del ciclo determina en gran medida la tecnología a emplear. Otro punto fundamental es estudiar la demanda actual y futura de energía, como también la red eléctrica existente para elegir la potencia de la central.

Las variables mencionadas anteriormente engloban en gran medida los temas prioritarios a considerar cuando se debe seleccionar el tipo de central nuclear, pero también existen otros factores que serán mencionados a continuación, que deben tenerse en cuenta.

El programa nuclear argentino mantuvo desde sus comienzos el objetivo de autonomía tecnológica, apoyándose en la educación de las nuevas áreas y a través de la innovación y acumulación de conocimiento en la práctica. Así fue como la participación de la industria nacional en la construcción de la Central Nuclear Atucha I resultó del 40% aproximadamente, incluyendo un aporte del 13% en los componentes electromecánicos.



Figura 3. Vista aérea de la construcción de la central nuclear Atucha II²

Seguridad de Abastecimiento de Combustible: La selección de la tecnología a utilizar en la generación de energía eléctrica es importante tanto en el caso de la energía nuclear como para las restantes alternativas de generación, pero más importante aún resulta la seguridad de abastecimiento de energía para una nación, y por eso se debe planificar un mix de tecnologías basado principalmente en los recursos energéticos disponibles.

Argentina optó en los inicios de su plan nuclear por reactores que utilizan uranio natural (0,7% de U^{235}).

Algo a remarcar es que la Central Nuclear Atucha I es el primer y único reactor nuclear de operación comercial que habiendo sido diseñado originalmente para operar con el sistema de uranio natural y agua pesada, su núcleo fue convertido a uranio levemente enriquecido (ULE, 0,85% de U^{235}), logrando una disminución del costo del combustible, un aumento de su quemado y la mejora en la gestión de los elementos combustibles irradiados. Dicho logro fue conseguido por organismos y empresas nacionales del sector nuclear. En ese

² Atucha II cuenta actualmente con alrededor de 5000 personas trabajando en la obra.

proyecto, CNEA participó realizando estudios termohidráulicos, simulaciones, análisis de accidentes y transitorios anormales postulados del reactor con el nuevo combustible.

En la Figura 4 se muestra un esquema

del ciclo de combustible nuclear. En azul se presentan las actividades que se encuentran operativas en Argentina, en amarillo las que están en etapa de reactivación y en verde las que están en fase de investigación.



Figura 4. Ciclo de Combustible Nuclear.

Gestión del Combustible Gastado y

los Residuos: luego de ser usado en un reactor nuclear, el combustible gastado necesita ser manipulado en forma segura. En primera instancia se recomienda que sea depositado en piletas de decaimiento en las mismas instalaciones: este es el caso de las centrales nucleares Atucha I y Embalse.

El paso siguiente consiste en colocar los combustibles gastados almacenados en un repositorio geológico profundo a largo plazo, o bien reprocesarlos para reducir la cantidad de residuos radioactivos y obtener el material nuclear reutilizable contenido en el combustible gastado. Una vez reprocesado se obtiene un 96% de uranio y un 1% de plutonio que pueden ser utilizados para fabricar nuevos elementos combustibles. En Argentina, CNEA es la institución que lleva adelante investigaciones acerca del reprocesamiento de sus combustibles gastados. Actualmente cuenta con varias instalaciones licenciadas o en etapa de licenciamiento, que permitirían realizar experiencias a escala laboratorio acerca de la factibilidad del reprocesamiento. Este proceso no es algo nuevo en Argentina. En el año 1968 CNEA reprocesaba a escala de laboratorio.

Entre las instalaciones actuales destacadas se encuentran el Laboratorio para Ensayos de Posirradiación (LAPEP) y las Celdas Calientes (CELCA), ambos ubicados en el Centro Atómico Ezeiza (CAE), y el Laboratorio ALFA ubicado en el Centro Atómico Constituyentes

(CAC).

En lo referente a los materiales acumulados generados por la minería del uranio, se está desarrollando el "Programa de Restitución Ambiental de la Minería de Uranio" (PRAMU) que tiene por objetivo la restitución ambiental de aquellos sitios donde se desarrollaron actividades relacionadas con la minería del uranio. Los sitios donde se aplica este programa son: Malargüe y Huemul (provincia de Mendoza), Córdoba y Los Gigantes (provincia de Córdoba), Pichiñán (provincia del Chubut), Tonco (provincia de Salta), La Estela (provincia de San Luis) y Los Colorados (provincia de La Rioja).

En una primera etapa comprendida en la década del '90 el proyecto de restitución se financió con presupuesto de CNEA y luego mediante un préstamo del Banco Mundial, aplicable al ex complejo fabril Malargüe (cuyas obras ya están iniciadas), y proveer asistencia técnica para el diseño de ingeniería de otros sitios. Este préstamo es el primero que otorga el Banco Mundial para una actividad relacionada con la energía nuclear. Independientemente de éste préstamo se avanza con presupuesto propio de CNEA en la ejecución de distintas tareas del proyecto.

Costos y Financiamiento: La ecuación costo-beneficio de la introducción de la tecnología nuclear en la matriz eléctrica es propia de cada país. Son múltiples las variables a tener en cuenta a la hora de asumir el alto costo de inversión inicial, propio de una

central nuclear. Una de esas variables es el nivel de estabilidad de oferta energética que pretende cada país, porque si se pretende tener un sistema energético confiable, éste debe ser diverso aprovechando todas las tecnologías y los recursos disponibles evitando la dependencia de una fuente energética en particular. Este es el caso en el cual la energía nuclear cumple un rol estratégico en el mediano y largo plazo.

Una de las metodologías aplicada al análisis de competitividad de tecnologías de generación eléctrica, es el cálculo del costo nivelado, el cual tiene en cuenta la energía total y el costo total de la central, ambos proyectados, obteniéndose un costo por unidad de energía, en donde puede apreciarse que los bajos costos de operación de la central nuclear, sumados a un gran factor de disponibilidad de la nucleoelectricidad del orden del 90% al año (10% corresponde a paradas programadas propias de la operación y a los tiempos de subida y bajada de potencia), hacen de la energía nuclear una opción competitiva.

Tradicionalmente, las centrales nucleares en el país se financiaron parcialmente a través de sus propios proveedores, como fue el caso de las empresas KWU de Alemania para la construcción de la CN Atucha I y de AECL de Canadá para el financiamiento de la CN Embalse. Adicionalmente, estas obras recibieron fondos específicos del Estado Nacional, entre ellos el

de “Grandes Obras Eléctricas”, así como también aportes del Tesoro Nacional.

Desmantelamiento: El desmantelamiento de las centrales nucleares debe ser tenido en cuenta, aunque sea una tarea a realizar en no menos de 50 años luego de haber tomado la decisión de instrumentar un programa nuclear. El desmantelamiento puede ser total, dejando una zona libre de estructuras y completamente limpia de todo tipo de residuos, la cual puede ser utilizada para otras actividades por la población, o puede ser parcial removiendo los elementos combustibles y fluidos radioactivos, manteniendo luego un monitoreo constante del sitio para evitar el ingreso de personal no habilitado. La diferencia entre las diferentes opciones es el costo, y por tal razón esta actividad debe ser planificada desde el comienzo de la instalación para luego contar con los fondos necesarios y al mismo tiempo haber desarrollado los métodos y regulaciones para asegurar que el desmantelamiento sea seguro para los trabajadores y el resto de la población.

Aspectos Regulatorios y Legales:

Como se mencionó anteriormente resulta imprescindible la creación de un organismo regulador para éste sector, el cual deberá desarrollar las capacidades para planificar e instrumentar la regulación, fiscalización y las actividades de asesoramiento y asistencia a lo largo del ciclo de vida de todo el sistema nuclear. El proceso de autoriza-

ción y las bases para garantizar una autorización del diseño, emplazamiento y operación de la central nuclear deben ser definidos.

Es necesario que exista un amplio marco normativo en el país que decida instrumentar un programa nuclear, de manera que puedan establecerse las responsabilidades asignadas a los involucrados en esta actividad.

La regulación y fiscalización de la actividad nuclear está basada en cuatro pilares fundamentales a nivel mundial: la protección radiológica, la seguridad nuclear, las salvaguardias y la protección física. En Argentina por medio de la Ley Nacional de la Actividad Nuclear se asignan estas funciones a la Autoridad Regulatoria Nuclear (ARN).

El objetivo técnico de las salvaguardias es la detección oportuna de un desvío de cantidades significativas de material nuclear, que pueden ser empleadas para fabricar un dispositivo nuclear explosivo. Un hito importante a nivel nacional en ésta área, fue la firma del acuerdo bilateral entre Brasil y Argentina para el Uso Exclusivamente Pacífico de la Energía Nuclear en el año 1991, en el que, entre otras medidas, se creó la Agencia Brasileño-Argentina de Contabilidad y Control de Materiales Nucleares (ABACC) con el objetivo de aplicar y administrar el Sistema Común de Contabilidad y Control de Materiales

Conclusiones

Hoy en día aquellos países que quieren emplear la energía nuclear como uno

Nucleares. Una vez creada esta Agencia, se firmó en el mismo año, el Acuerdo entre Brasil, Argentina, la Agencia Internacional de Energía Atómica y ABACC, que consolidó el sistema de aplicación de salvaguardias actualmente en vigencia en ambos países.

Información al Público: Aunque este punto figure al final del artículo es uno de los primeros a tener en cuenta y uno de los más complejos de encarar, debido al desafío que representa traducir el lenguaje técnico propio de la energía nuclear y llevarlo a un lenguaje simple que pueda entender la población, la que posee una amplia variedad de conocimientos pero que no está familiarizada con la actividad nuclear. La información debe llegar al público a través de actividades impulsadas por las instituciones promotoras de la energía nuclear.

Para lograr esto es importante desarrollar programas de información pública que incluya las comunidades locales, políticos y organizaciones no gubernamentales entre otros.

La opinión de la población es un punto clave en el desarrollo de un plan nuclear, y es imperativo que esté bien informada para que pueda formar su opinión con información veraz y objetiva.

de sus pilares para el desarrollo del país tienen un largo camino que recorrer.

La meta no es imposible pero requiere principalmente de tiempo y compromiso por parte del país. Los avances tecnológicos han sido enormes desde los inicios de la energía nuclear, incrementando la seguridad, disminuyendo los costos y los tiempos de construcción. También existen expertos a nivel mundial que pueden brindar su apoyo, área en la que se destaca el Organismo Internacional de Energía Atómica. De todos modos y aún con todas estas ventajas sigue siendo un gran desafío incursionar en la nucleoelectricidad.

El aporte de la energía nuclear en Argentina resulta del orden del 6% de la oferta total de energía eléctrica, si bien el valor es pequeño, la experiencia acumulada a lo largo de su historia es inmensurable. El país cuenta con la capacidad técnica para ser autónomo en lo relativo al combustible nuclear, es referente internacional en la construcción de reactores de investigación y a mediano plazo se espera que termine el

primer reactor de potencia de diseño y construcción enteramente nacional (CAREM-25 MWe).

Muchos son los países que han decidido introducir energía nuclear en sus sistemas para satisfacer la creciente demanda energética y depender menos de los combustibles fósiles. Argentina no está exenta de esta realidad pero posee ventajas sobre los futuros poseedores de energía nuclear, como el conocimiento logrado a lo largo de la historia, el cual le permite responder a esta necesidad en forma ágil y competitiva.

El empuje que ha recibido la actividad nuclear en el país es algo que debe aprovecharse. Para estar en condiciones de hacer frente a la problemática energética nacional e internacional, se debe emplear cada recurso tecnológico y humano posible, para mantener o acrecentar la calidad de vida de la población.

Referencias

- Instituto Balseiro - <http://www2.ib.edu.ar>
- KENNETH LEE PEDDICORD Director, Texas Engineering Experiment Station Senior Associate Dean for Research Professor of Nuclear Engineering Texas A&M University.
- Publicación de IAEA - Considerations to launch a nuclear power programme.
- Country nuclear profile año 2010. Comisión Nacional de Energía Atómica.
- Comisión Nacional de Energía Atómica - <http://www.cnea.gov.ar>
- Autoridad Regulatoria Nuclear - <http://www.arn.gov.ar>
- Agencia Brasileño-Argentina de Contabilidad y Control de Materiales Nucleares - <http://www.abacc.org>

Ing. Santiago Jensen Mariani

División de Prospectiva y Planificación Energética. Subgerencia de Planificación Estratégica. Gerencia de Planificación, Coordinación y Control. CNEA

Reactor Rápido Refrigerado por Gas

Ricardo Ramos

En este trabajo se presenta un estudio del diseño y del estado del arte del reactor rápido refrigerado por gas (GFR), seleccionado como una de las líneas de estudio por el programa Generation IV International Forum (GIF) y destinado a satisfacer las metas de sustentabilidad, competitividad económica, seguridad y no proliferación.

El presente informe se basa en la recopilación y el análisis de material bibliográfico elaborado por diferentes grupos de trabajo que estudian y/o estudiaron reactores refrigerados por gas en el mundo.

1. Introducción

Los GFR (Gas Fast Reactor) son reactores rápidos refrigerados por helio (He) o por dióxido de carbono supercrítico (SC-CO₂) a alta temperatura (aproximadamente 850 °C) y que operan con un ciclo de combustible cerrado. Esto significa que los elementos combustibles una vez quemados se reprocesan para producir nuevos elementos combustibles con el material fisil obtenido.

Con el objetivo de satisfacer las metas de competitividad económica, sustentabilidad, seguridad y resistencia a la proliferación postuladas en el marco del proyecto Generación IV, se han fijado ciertas especificaciones de diseño para los reactores GFR, entre las que se pueden mencionar [Dumaz et. al, 2007]:

- Simplicidad, eficiencia y seguridad para lograr competitividad económica;
- Uso de un refrigerante gaseoso compatible con altas temperaturas, de manera que sea posible utilizar el

reactor no sólo para producir electricidad, sino también para la producción de hidrógeno;

- Ausencia de blankets¹ que produzcan plutonio de alta pureza, de manera de no generar más material fisil del que se consume;
- Posibilidad de quemar y reciclar actínidos sin separación de plutonio;
- Elementos combustibles construidos con materiales refractarios de alta conductividad térmica, con la posibilidad de confinar los productos de fisión a muy altas temperaturas;
- Baja caída de presión en el núcleo para favorecer la refrigeración;
- Temperatura máxima del combustible en condiciones normales de operación de 1300 °C aproximadamente.

Al momento no se ha definido un reactor GFR de referencia. Si bien se trabajó sobre 7 opciones preseleccionadas que incluyen variantes en la

¹ Blankets: son bloques de uranio 238 que rodean el núcleo cuyo objetivo es generar plutonio 239 de alta pureza.

densidad de potencia de 50 a 100 MW/m³, y potencias que van de 600 a 2400 MWt. No obstante, debido principalmente a los altos costos fijos que presentan estos tipos de reactores, a partir del año 2006 el énfasis está

puesto en la unidad de 2400 MWt desarrollada por la Comisión de Energía Atómica de Francia (CEA), que se prevé como unidad comercial para producción de energía eléctrica.

2. Antecedentes

Si bien a la fecha no se ha construido ningún prototipo de reactor rápido refrigerado por gas, a lo largo de los últimos cuarenta años se buscó integrar la experiencia inglesa en operación de reactores térmicos refrigerados por gas con la experiencia en reactores rápidos refrigerados por metal líquido, además del conocimiento obtenido en reactores experimentales sobre irradiación de materiales. Este conocimiento convergió en una serie de programas de desarrollo de reactores de gas rápidos [van Rooijen, 2009], que se mencionan brevemente a continuación:

Alemania: El reactor diseñado por Alemania en el año 1969 estaba refrigerado por He, con ciclo indirecto y generadores de vapor integrados en un recipiente de presión de hormigón pretensado. El elemento combustible era del tipo pastilla-vaina, extrapolado de los reactores refrigerados por sodio. El diseño enfatizaba la necesidad de mantener una sobrepresión en el sistema primario de entre 0,2-0,3 MPa para asegurar la refrigeración en caso de LOCA². El diseño alcanzó un nivel

de detalle interesante con experimentos de irradiación de materiales programados durante mediados de la década del 70.

Estados Unidos: En 1968 la empresa General Atomics inició un programa de desarrollo de un reactor de gas rápido de 300 MWe, con expectativas de obtener un prototipo en operación hacia el año 1983. Si bien el diseño llegó a un grado de avance importante, el prototipo no se construyó. El reactor diseñado compartía conceptos básicos con el diseño alemán, ya que era refrigerado por He, con ciclo indirecto y con generadores de vapor integrados en un recipiente de presión. El combustible estaba formado por pastillas de óxidos mixtos en vainas de acero inoxidable. El núcleo entero era extrapolado de un reactor rápido refrigerado por sodio. La potencia térmica era de 835 MWt y las temperaturas de entrada y salida del refrigerante del núcleo eran de 323°C y 550°C, respectivamente. La caída de presión en el primario estaba limitada a 0,37 MPa.

2 LOCA: del inglés Loss Of Colling Accident, accidente de pérdida de refrigerante.

Nota: MWt= Mega Watt térmicos; MWe= Mega Watt eléctricos.

Europa: En el año 1974 referentes del sector nuclear europeo conformaron la “Gas Breeder Reactor Association” con el objetivo de desarrollar un reactor de gas rápido. Se propusieron tres diseños a comienzos de los años '70, GBR-1/3 que convergieron finalmente en el GBR-4, en 1974. Éste presentaba un ciclo indirecto con helio como refrigerante. La potencia eléctrica era de 1200 MWe y la potencia térmica de 3450 MWt. El combustible era del tipo pastilla-vaina. Las temperaturas de entrada y salida del refrigerante del núcleo eran de 260 °C y 560 °C, respectivamente. La caída de presión en el núcleo era de 0,24 MPa. El factor de conversión del combustible³ era de 1,42 aproximadamente.

Unión Soviética: El programa soviético se centró en el desarrollo de un reactor de gas rápido basado en la reacción endotérmica:



La idea consistió en aprovechar la energía absorbida en la reacción química y así reducir la potencia de bombeo. El fluido que se disociaba, condensaba en los intercambiadores de calor en forma similar al ciclo térmico de una heladera. Las temperaturas de operación eran similares a las de los diseños típicos de la época aunque las presiones eran superiores. El programa tuvo un grado de avance importante

con experimentos de irradiación realizados en aleaciones de cromo desarrolladas especialmente para disminuir los problemas de corrosión asociados al N_2O_4 .

Gran Bretaña: A fines de la década del '70 se inició un programa de reactores rápidos refrigerados por gas. Este programa pretendió unificar la experiencia en operación de sus reactores térmicos refrigerados por CO_2 y de los reactores rápidos refrigerados por sodio. El reactor diseñado de 3600 MWt presentaba CO_2 como refrigerante, ciclo indirecto y combustible del tipo pastilla-vaina en forma de nitruro con vaina de acero inoxidable. El programa se extendió hasta mediados de los '90 y luego fue reflatado bajo el nombre de “Enhanced Gas Cooled Reactor” (1999).

Japón: A comienzos de los años 60 Japón inició su programa de reactores rápidos incluyendo reactores refrigerados por sodio y gas. A fines de los 90 la Comisión Japonesa de Energía Atómica tuvo su propuesta de diseño de reactor de gas rápido. Éste utilizaba helio como refrigerante en ciclo directo. El núcleo era del tipo panqueque con alto enriquecimiento. El combustible estaba constituido por partículas encamisadas en base de nitruros. La potencia térmica era de 2400 MWt. El programa no parece haber sido interrumpido hasta la fecha.

³ Factor de conversión del combustible: es la relación entre combustible generado en la operación del reactor y combustible consumido.

3. Ventajas y Desventajas del Gas Respecto del Metal Líquido

Contrastado con los otros dos reactores rápidos desarrollados en el proyecto GIF (Sodium Fast Reactor y Lead Fast Reactor), que son refrigerados por metal líquido, el GFR posee ciertas ventajas y desventajas intrínsecas como consecuencia de utilizar un refrigerante gaseoso.

Las ventajas son las siguientes:

- La compatibilidad química con agua y materiales estructurales evita la necesidad de un circuito intermedio de extracción de calor, como ocurre con el reactor refrigerado por sodio.
- La activación es despreciable.
- Es ópticamente transparente (facilita la inspección y el mantenimiento).
- No hay cambio de fase del refrigerante lo que genera menores cambios de reactividad en incidentes/accidentes.
- Se reduce el coeficiente de reactividad por vacío.
- Las temperaturas más elevadas

posibilitan una mayor eficiencia del proceso de conversión de calor; además abren el campo a otras aplicaciones como la producción de calor de procesos.

Las desventajas frente a un refrigerante metálico son:

- Se necesita mayor potencia de bombeo debido a la menor capacidad de extracción de calor del gas en relación al metal.
- Las exigencias sobre la performance térmica del combustible y materiales estructurales en general son mayores debido a las altas temperaturas, si bien en los reactores refrigerados por metal líquido también juegan un rol importante aquellas debidas a la corrosión (plomo).
- Se intensifican las vibraciones provocadas por la gran velocidad del refrigerante.

4. Características Generales del Reactor de 2400 MWt

En la Figura 1 se presenta el esquema del recipiente de presión y los internos del reactor de 2400 MWt de potencia desarrollado por CEA [Anzieu et. al, 2009; Dumaz et. al, 2007].

Los principales parámetros de diseño de esta unidad son los siguientes:

- Helio refrigerante, ciclo indirecto y 3 loops;
- Potencia: 2400 MWt;
- Densidad de potencia: 100 MW/m³;
- Circuito secundario: ciclo combinado compuesto por un ciclo con gas de trabajo He-N₂ y otro con vapor;
- Eficiencia del ciclo termodinámico: 45-48%;
- Combustible avanzado placa tipo “panal de abejas” o combustible pastilla-vaina;

- Temperatura del refrigerante a la salida del núcleo: 850°C;
- Presión de operación: 7 MPa;
- Factor de conversión: cercano a 1, sin blankets;
- Quemado promedio de descarga: 40 000 – 80 000 MWd/tHM (del inglés tons of Heavy Metal, toneladas de metal pesado).

La alta temperatura del refrigerante a la salida del núcleo (850°C) favorece el rendimiento del ciclo termodinámico, obteniéndose valores superiores a los de los reactores PWR (del inglés Pressurized Water Reactor, reactor de agua presurizada) de Generación III + (como el AP1000 o el EPR, del inglés European Pressurized Reactor, reactor

de agua a presión europeo) cuyos rendimientos no superan el 37%.

Recipiente del reactor e internos. Componentes del primario.

El recipiente es una estructura metálica de acero martensítico cromado (acero T91 con 1% de molibdeno y 9% de cromo). El diámetro interno es de 7,3 m, la altura de 20 m y el espesor de la pared de 20 cm. El peso total es de 1000 toneladas aproximadamente.

En la parte inferior se alojan los dispositivos de manejo de las barras de control y en la parte superior se encuentran los dispositivos para el recambio de elementos combustibles. Estos últimos se componen de un brazo articulado que toma los elementos combustibles y

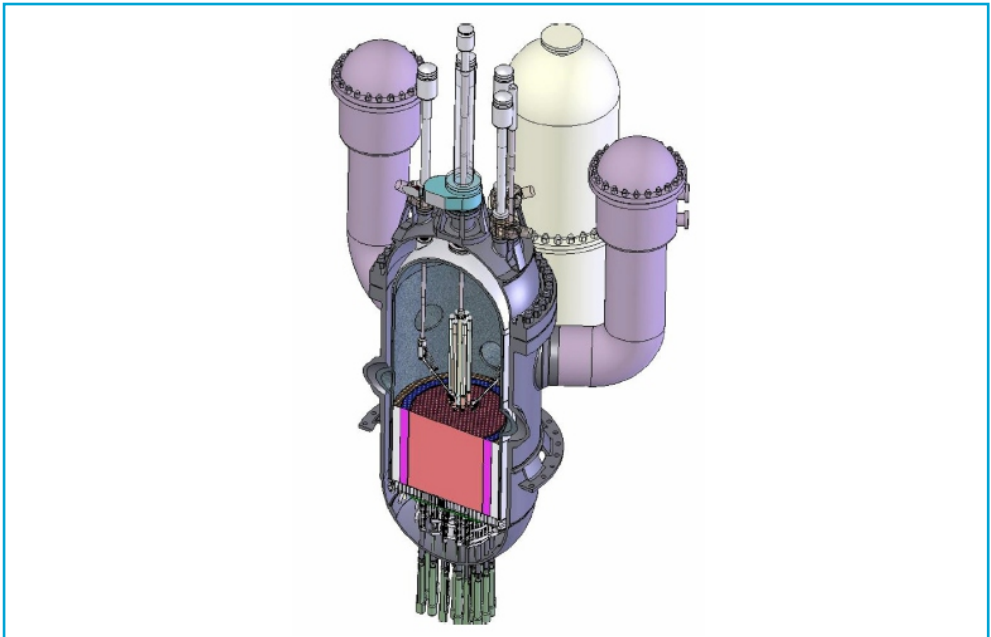


Figura 1: Recipiente de presión e internos del reactor GFR de 2400 MWt.

los introduce en un recipiente cerrado refrigerado por convección forzada mediante el cual se retiran los elementos combustibles quemados y se introducen frescos.

En este caso, al igual que en los reactores BWR tradicionales (del inglés Boiling Water Reactor, reactor de agua en ebullición), la inserción de las barras de control es en el sentido contrario a la fuerza de gravedad, requiriendo inevitablemente de un mecanismo activo. En los PWR tradicionales, la seguridad del sistema se ve favorecida debido a que la inserción de las barras de control se realiza desde arriba. El material seleccionado para los internos es el acero inoxidable SS316LN.

En la Figura 2 se presenta el esquema del circuito primario del reactor. Éste consta de 3 loops principales (3 x 800 MWt), cada uno con un intercambiador de calor compacto y modular encerrado en un recipiente simple. Dentro de este recipiente, en la parte inferior, se alojan los inyectores, cada uno con su respectivo motor.

La cañería del primario está compuesta por un tubo central en el que circula el helio (He) que sale del núcleo y va hacia los intercambiadores de calor, y un tubo anular que rodea al tubo anterior, en el que circula el He que es impulsado por el inyector para ingresar nuevamente al núcleo por la parte inferior.

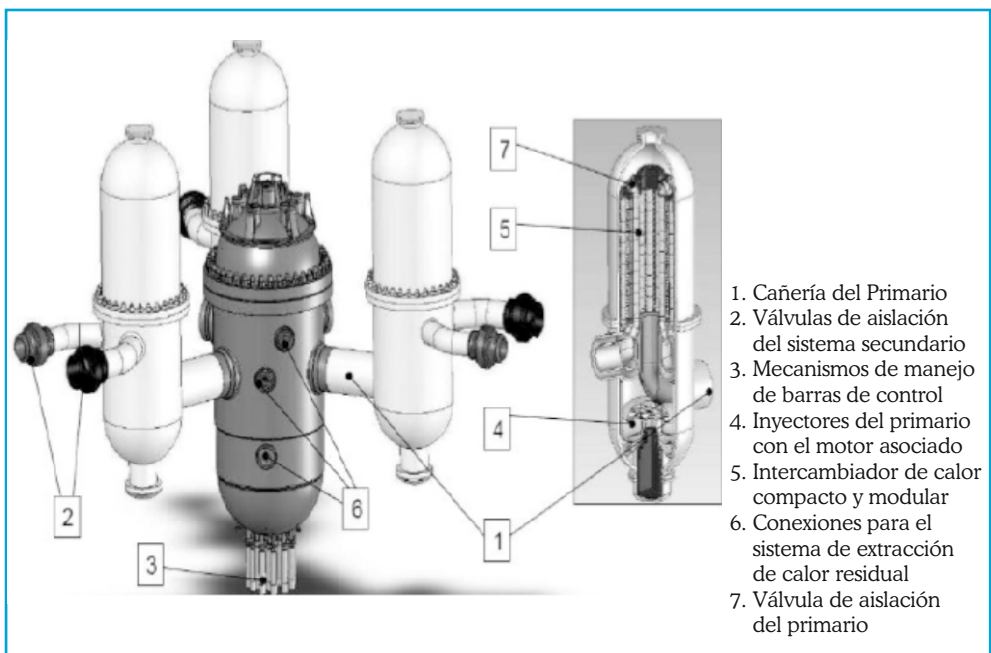


Figura 2: Componentes del circuito primario del reactor GFR de 2400 MWt

Núcleo y Combustible

Para el diseño del núcleo se definieron ciertas especificaciones neutrónicas y termohidráulicas [Anzieu *et. al*, 2009]. En lo que respecta a la primera, el principal objetivo fue diseñar un núcleo que produjera tanto plutonio como el que se consumía por fisión, sin contar con la presencia de blankets y limitando el inventario de plutonio inicial. En lo referente a la segunda, para obtener un reactor más seguro, se limitó la caída de presión en el núcleo en un valor menor a 0,15 MPa (para favorecer la circulación del refrigerante), y la temperatura máxima en el combustible en 1300 °C aproximadamente. El acoplamiento de estos requerimientos neutrónicos y termohidráulicos dieron una relación

altura diámetro óptima e igual a 0,62 para una densidad de potencia de 100 MW/m³.

El elemento combustible aún no se encuentra definido. Existen dos opciones: un combustible cerámico tipo placa y otro tipo pastilla vaina. En ambos, el material combustible está compuesto por uranio (U), plutonio (Pu) y actínidos menores (MA) en la forma de carburos. El material de las vainas y placas es carburo de silicio (SiC).

El combustible placa se basa en una geometría del tipo “panal de abejas”, como se muestra en la Figura 3, que además de ser prometedora en cuanto a la performance térmica y al quemado,

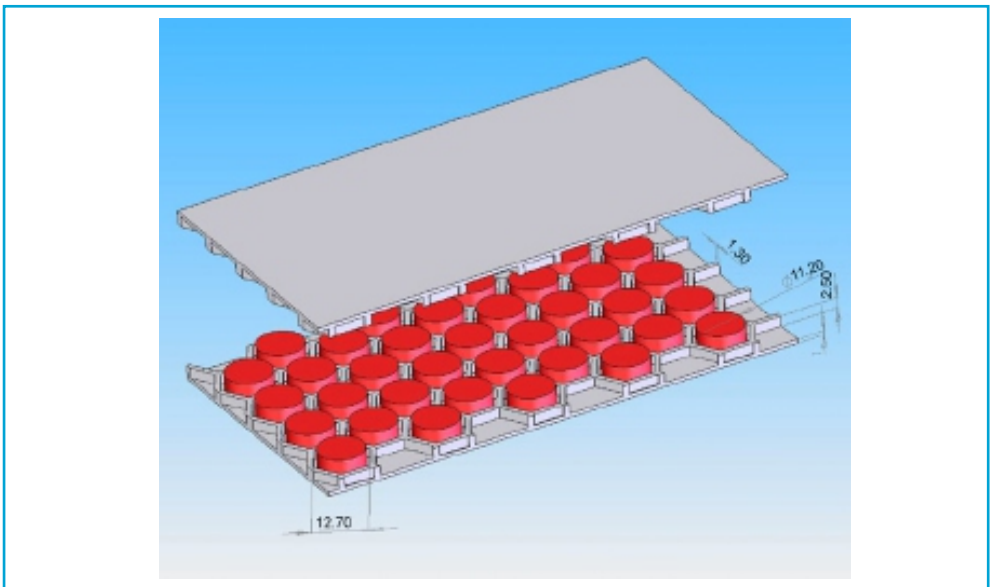


Figura 3: Esquema de una de las placas con pastillas combustibles en un arreglo denominado “panal de abejas” [Dumaz *et. al*, 2007]

permitiría el microconfinamiento de los productos de fisión [GEN IV Report, 2008]. Las placas se ordenan en grupos de 27, de la forma que se presenta en la Figura 4, para conformar un elemento combustible.

Una de las últimas propuestas para el núcleo [Anzieu *et. al*, 2009], presenta 246 elementos combustibles tipo placa y 24 barras de control de carburo de boro (B_4C).

A diferencia de los reactores PWR de Generación III+, este reactor presenta

un coeficiente de reactividad por vacío positivo. Es decir, en el caso de un accidente de despresurización, se produciría una intensificación de la reacción en cadena. Para mitigar esto este reactor está provisto de una esfera metálica que envuelve al circuito primario, asegurando una mínima presión que favorece a la circulación de refrigerante. Si bien el coeficiente es positivo, es menor al que presentan los reactores rápidos refrigerados por sodio de Generación IV.

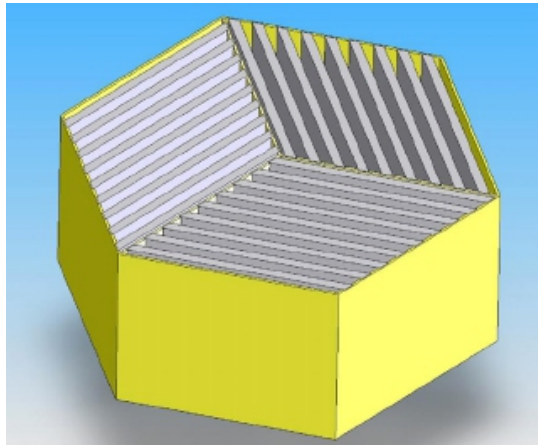


Figura 4: Corte transversal de un elemento combustible tipo placa

[Dumaz *et. al*, 2007]

Sistema Secundario

Para el sistema secundario se emplea un ciclo combinado [Dumaz *et. al*, 2007]. En la Figura 5 se presenta el esquema de este circuito con los respectivos componentes.

Como gas de trabajo se utiliza una mezcla con 20% He - 80% N_2 , cuyas temperaturas a la entrada y a la salida

del intercambiador de calor son de 346°C y 820°C respectivamente. En el ciclo de vapor la presión de operación es de 150 bar y la temperatura a la salida del generador de vapor es de 534°C.

La eficiencia total del ciclo termodinámico es aproximadamente del 45%.

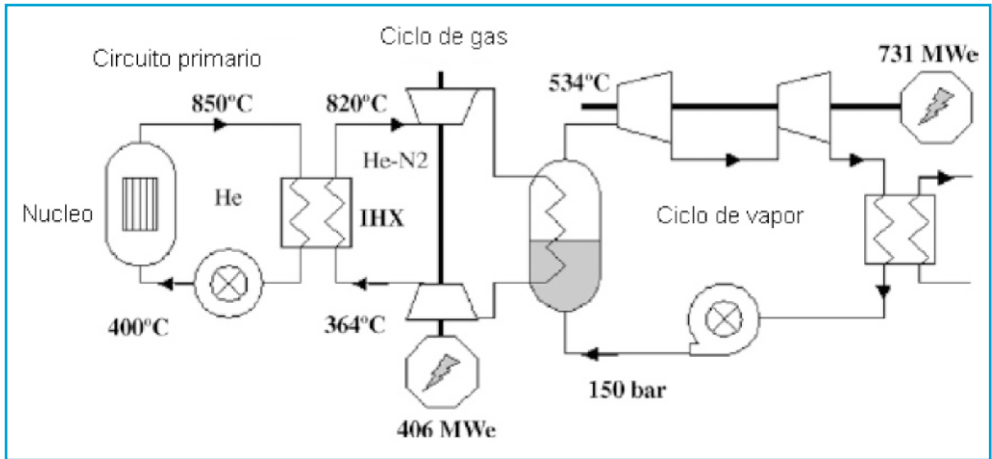


Figura 5: Esquema del circuito secundario empleado en el reactor GFR de 2400 MWt [Dumaz et. al., 2007]

5. Estado Actual de Investigación y Desarrollo

Actualmente, en el desarrollo del GFR participan: Euratom, Francia, Japón y Suiza. Las instituciones designadas son: Joint Research Centre (Euratom), Commissariat à l'Energie Atomique (CEA, Francia), Japan Atomic Energy Agency (JAEA, Japón) y Paul Scherrer Institute (PSI, Suiza). Estas instituciones evalúan actualmente un proyecto para avanzar sobre el diseño conceptual y la seguridad del GFR y otro para el desarrollo del combustible, materiales estructurales del núcleo y ciclo del combustible.

En cuanto al avance de estos programas, se puede mencionar que la fabricación de pastillas para el elemento combustible tradicional ha comenzado a ser desarrollada por CEA así como también se están llevando a cabo pruebas de rendimiento de compues-

tos cerámicos en condiciones de operación de reactor. Por otro lado, experimentos de irradiación de materiales en los reactores de alto flujo de Petten (Países Bajos) y JOYO (Japón) son avizorados a corto plazo.

Estos esfuerzos deberían converger dentro del marco del séptimo programa de desarrollo de Euratom [FP7], en un reactor prototipo denominado ALLEGRO, para demostrar la viabilidad tecnológica del proyecto. Este reactor de 80 MWt que no generará energía eléctrica, reproducirá a escala reducida la arquitectura de la unidad de 2400 MWt y contribuirá a probar la performance de todos los materiales en condiciones de alto flujo rápido y condiciones de operación de reactor. Por otra parte, ALLEGRO servirá para validar los códigos de cálculo para

modelar diversas condiciones transitorias de planta. Se planean tres configuraciones distintas para el núcleo: una configuración inicial con combustibles tradicionales, una segunda etapa con algunos elementos combustibles cerámicos modificados y una configuración final completamente innovadora representativa del GFR en su versión más avanzada con temperatura de salida de 850°C.

6. Conclusiones

Dado que a la actualidad no se ha construido ningún prototipo de reactor rápido refrigerado por gas, el GFR se encuentra en desventaja respecto del reactor rápido refrigerado por sodio.

Sin embargo, el GFR cuenta con la experiencia en operación en reactores térmicos refrigerados por gas, lo que lo favorece respecto de otros reactores innovadores para los cuales no se ha construido ningún prototipo, como es el caso del reactor rápido refrigerado por plomo y del reactor rápido refrigerado por agua supercrítica.

Desde el punto de vista de la no proliferación, en el GFR se busca lograr un factor de conversión cercano a la unidad de modo de no producir más material fisible del que se consume. Esto llevó a la eliminación de los blankets existentes en los reactores reproductores actuales.

A diferencia de los LWR (del inglés Light Water Reactor, reactor de agua liviana) actuales, la tecnología implementada en el GFR apunta a lograr un

El presupuesto total destinado a investigación y desarrollo dentro del sexto programa de Euratom [FP6] durante el período 2002-2006 fue de €190 MM. Dentro del séptimo programa de desarrollo de Euratom, los proyectos actualmente en ejecución suman un total de € 40,63 MM [FP7]. Aquí no está incluido el presupuesto destinado por cada uno de los países fuera del consorcio de Euratom.

ciclo combustible completamente cerrado, es decir, un ciclo donde todos los elementos transuránicos incluido el plutonio, sean quemados nuevamente en un reactor. Desde el punto de vista de la sustentabilidad esto es favorable porque reduce la radiotoxicidad y eventualmente el volumen final de residuos a ser almacenados en un repositorio y se consumen menos recursos naturales.

En lo referente al ciclo termodinámico, se debe resaltar que las altas temperaturas del gas refrigerante a la salida del núcleo permiten obtener una eficiencia muy superior a la de los reactores PWR de Generación III+ (45-48% para el GFR y valores que no superan el 37% para los PWR). Este hecho convierte al GFR en una opción interesante desde el punto de vista económico.

Por otra parte, estas altas temperaturas posibilitan otras aplicaciones de los GFR tales como la producción de hidrógeno y la generación de calor de proceso para la industria del petróleo,

entre otras.

Finalmente, se debe destacar el alto grado de interés y de cooperación internacional que se refleja en los dos proyectos actuales llevados a cabo por Francia, Japón, Euratom y Suiza: un proyecto para avanzar sobre el diseño conceptual y la seguridad del GFR y

otro para el desarrollo del combustible, materiales estructurales del núcleo y ciclo de combustible.

Las ventajas del diseño y las aplicaciones (electricidad, hidrógeno, calor de procesos) convierten al GFR en un diseño muy promisorio dentro del grupo de reactores de IV Generación.

Referencias

- [Anzieu *et. al.*, 2009] P. Anzieu, R. Staninsby and K. Mikityuk, “Gas-cooled Fast Reactor (GFR): Overview and perspectives” GIF Symposium, France, 2009.
- [CEA, 2009]: http://www-pub.iaea.org/mtcd/meetings/PDFplus/2009/cn176/cn176_Presentations/parallel_session_1.2/01-10.Devictor.pdf.
- [Dumaz *et. al.*, 2007] P. Dumaz, P. Allègre, C. Bassi, T. Cadiou, A. Conti, J.C. Garnier, J.Y. Malo, A. Tosello: “Gas-cooled fast reactors-Status of CEA preliminary design studies”. *Nuclear Engineering and Design*, 237, pp. 1618-1627, (2007).
- [Feldman *et. al.*, 2005]: E. Feldman, E. Hoffman, R. Kulak, F. Therios, T. Wei, “Generation IV Nuclear Energy System Initiative Large GFR core subassembly. Design for Gas-Cooled Fast Reactor”, Nuclear Engineering Division, Argonne National Laboratory, 2005.
- [FP6]: <http://cordis.europa.eu/fp6-euratom/home.html>.
- [FP7]: http://cordis.europa.eu/fp7/euratom-fission/home_en.html.
- [GEN IV Report, 2008]: http://www.gen-4.org/PDFs/GIF_2008_Annual_Report.pdf.
- [GEN IV Report, 2003]: http://www.ne.doe.gov/genIV/documents/Roadmap_Executive_Summary_4-15-03.pdf.
- [Hejzlar *et. al.*, 2009]: P. Hejzlar, N. Todreas, E. Shwageraus, A. Nikiforova, R. Petrosky, M. Driscoll, “Cross-comparison of fast reactor concepts with various coolants”, *Nuclear Engineering and Design*. 239 (2009) 2672-2691.
- [HeW]: www.es.wikipedia.org/helio_fases_de_gas_y_plasma.
- [Simon *et. al.*, 1974]: R. H. Simon, J. B. Dee, and W. I. Morita, “Gas-cooled fast breeder reactor demonstration plant” in *Proceedings of the ANS Topical Meeting on Gas-Cooled Reactors: HTGR and GCFBR*, pp. 336–354, American Nuclear Society, Gatlinburg, Ten, USA, May 1974.
- [Stainsby *et. al.*, 2009]: Richard Stainsby, Karen Peers, Colin Mitchell, Christian Poette, Konstantin Mikityuk and Joe Somers: “Gas Cooled Fast Reactor Research and Development in the European Union”. *Science and Technology of Nuclear Installations Volume 2009*, Article ID 238624 (2009).
- [van Rooijen, 2009] W. F. G. van Rooijen: “Gas-Cooled Fast Reactor: A Historical Overview and Future Outlook”. *Science and Technology of Nuclear Installations Volume 2009*, Article ID 965757 (2009).

Ing. Ricardo Ramos

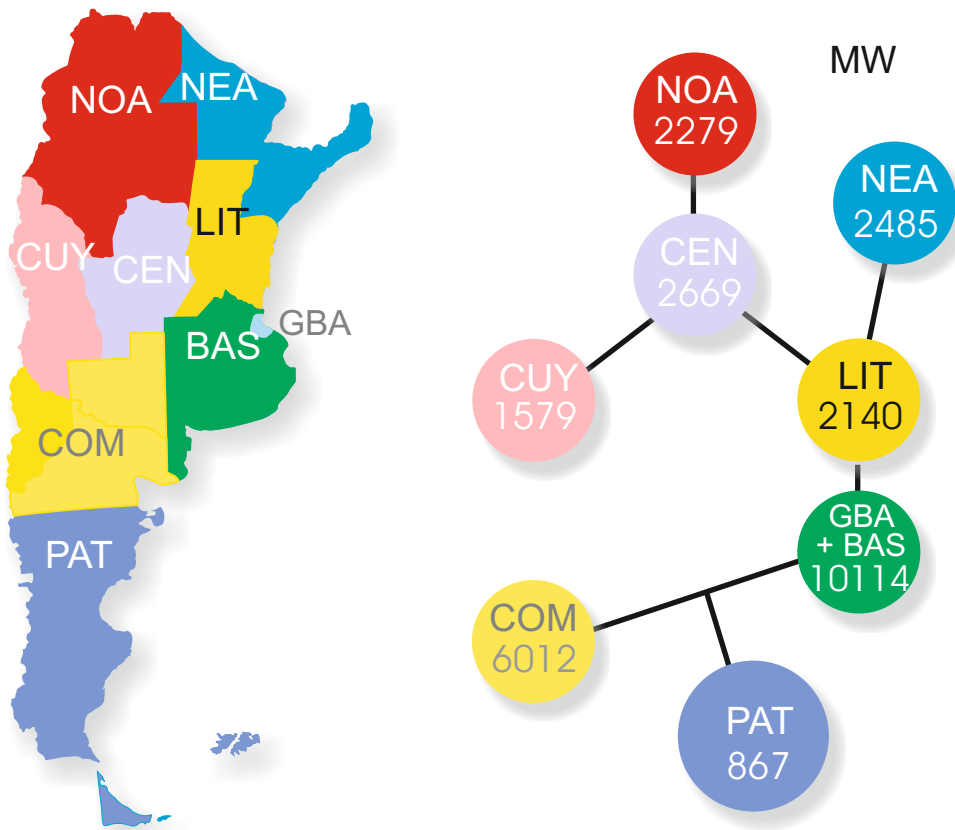
Sector Estudios de Reactores y Centrales – Gerencia Ingeniería de Reactores y Centrales Nucleares-
Gerencia de Área Energía Nuclear – CNEA

Potencia Instalada

El parque generador de energía eléctrica de nuestro país, está compuesto por numerosos equipos, asociados a distintos recursos naturales y tecnologías, distribuidos en toda su extensión.

Según su ubicación geográfica los equipos de generación pertenecen a ocho regiones principales: Cuyo (CUY), Comahue (COM), Noroeste (NOA), Centro (CEN), Gran Buenos Aires/Buenos Aires (GBA-BAS), Litoral (LIT), Noreste (NEA) y Patagonia (PAT). La suma de ellas constituye el Sistema Argentino de Interconexión (SADI).

A la derecha del mapa pueden observarse las diferentes regiones del país y sus vinculaciones, junto a la potencia instalada correspondiente, en MW, a diciembre del 2010.



La potencia bruta total instalada, al 31 de diciembre de 2010, es de 28 145 MW.

Los equipos instalados en el SADI se pueden clasificar en tres tipos, de acuerdo al recurso natural y a la tecnología 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 al tipo de ciclo térmico que utilizan para aprovechar la energía: Turbina de Vapor (TV) en ciclo Rankine (utiliza la energía del vapor de agua), Turbina de Gas (TG) en ciclo Joule-Brayton, (utiliza la energía contenida en los gases provenientes en la combustión), turbina de gas en Ciclo Combinado (CC), en ciclos Rankine + Joule-Brayton, (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. El ciclo térmico que utiliza la tecnología nuclear es el ciclo Rankine.

La tabla siguiente expone la potencia instalada en MW, al 31 de diciembre del año 2010 clasificada por región y tipo de equipo.

Región/Tipo	TV	TG	CC	MD	Total TER	NUC	HID	Total
CUYO	120	90	374		584		995	1579
COMAHUE		578	741	46	1365		4647	6012
NOA	261	893	828	87	2069		210	2279
CENTRO	200	807	68	28	1103	648	918	2669
LIT	217	82	845	51	1195		945	2140
GBA-BAS	3640	888	5140	89	9757	357		10114
NEA		26		179	205		2280	2485
PAT		160	188		348		519	867
Total	4438	3524	8184	480	16626 59,1%	1005 3,6%	10514 37,3%	28145

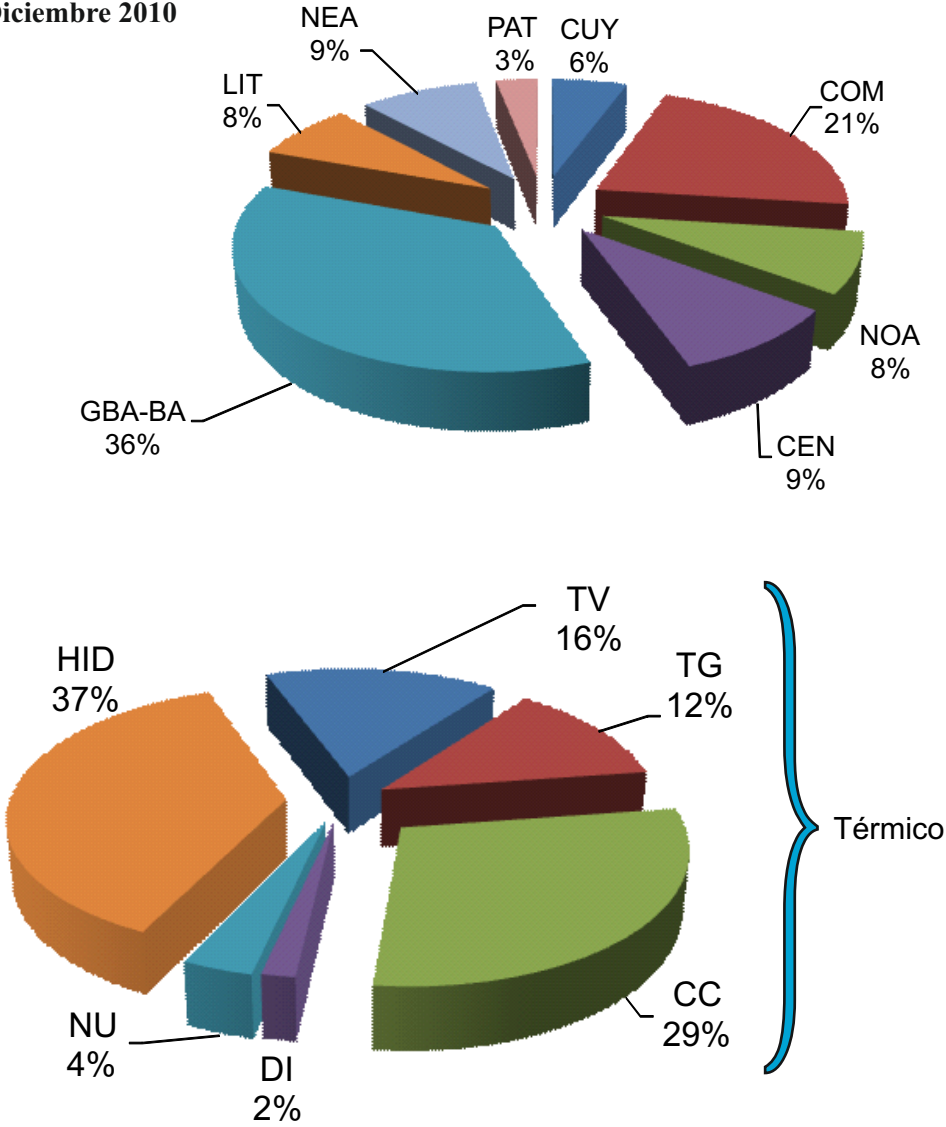
En el segundo semestre de 2010 se incorporaron al SADI 473 MW. Las principales diferencias respecto de junio de 2010 son:

- En el CENTRO se incorporaron 390 MW de TG, de los cuales 330 MW corresponden a las TG11 y TG12 del futuro CC de la central térmica PILAR.
 - En la región del COMAHUE entraron 25 MW provenientes de 21 MD.
 - En el NEA, se incorporaron: 31 MW de MD.
 - En el LITORAL se incorporaron 16 MD en la central térmica COLON con una potencia de 13 MW.
- En la región PATAGONIA se incorporaron 14 MW de CC en la central térmica PATAGONIA

Existen en nuestro país otros tipos tecnológicos como los eólicos, geotérmicos y solares, aunque de baja incidencia en cuanto a la potencia instalada. Ninguno de estos equipos se encuentra en el ámbito de lo que se denomina SADI. Algunas de estas instalaciones están operando en forma aislada y otras descuentan demanda al momento de efectuar las compras al Mercado Eléctrico. El más importante de ellos es el eólico con 29,7 MWe que representaría, de estar conectado al SADI, un 0,1%.

A continuación se muestra la relación porcentual de la potencia instalada por región y por tecnología.

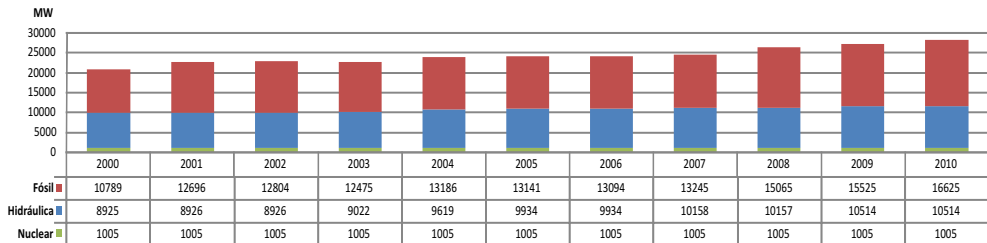
**Potencia Instalada
por Región
Diciembre 2010**



En la siguiente tabla se muestran algunas características de los parques eólicos que se encuentran en funcionamiento en Argentina, realizada con datos de Secretaria de Energía para el año 2007.

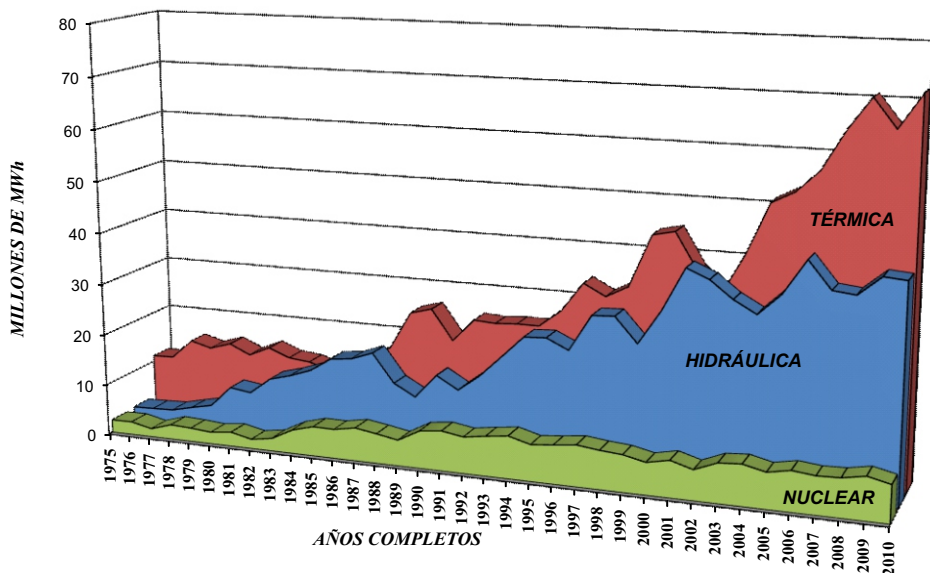
Parque o granja	Potencia instalada (kw)	Nro.de maquinas	Velocidad media	Producción media anual (MWh)	Factor de capacidad declarado
Comodoro Rivadavia (Cerro Arenales)	500	2	9,4	2 048,802	41
Comodoro Rivadavia	16560	24	9,4	821,812	36
Cutral Co	400	1	7,2	570,743	22
Pehuen Co	400	1	7,3	1 543,677	20
Tandil	800	2	7,2	959,005	23
Rada Tilly	400	1	10,2	34 018,182	41
M. Buratovich	1200	2	7,4	0	20
Darregueira	750	1	7,3	1 182,997	19
Punta alta (Bajo Hondo)	1800	3	7,8	4 107,268	29
Claromeco	750	1	7,3	1 928,158	27
Pico Truncado	1200	2	10,3	9 958,161	46
Gral. Acha	1800	2	7,2	3 653,7713	28
TOTAL	26 560	42	-	60 792,5763	-

En la figura que se muestra a continuación se presenta la evolución de la potencia instalada a partir del año 2000.



Evolución de la Potencia Instalada

Generación de Energía Eléctrica



Sistema Argentino de Interconexión (SADI) Generación Bruta Anual por Tipo de Fuente

Los datos de la tabla siguiente tienen como punto de partida el día 24/6/74, fecha en que comenzó el funcionamiento comercial de la primera central nuclear argentina, la Central Nuclear Atucha I.

Sistema Argentino de Interconexión (SADI) Generación Bruta Anual por Tipo de Fuente

Año	Térmica MWh	% Sobre Total	Hidráulica MWh	% Sobre Total	Nuclear MWh	% Sobre Total	Total MWh
1974							
(24/06)	6.317.561	77,39	809.645	9,92	1.035.737	12,69	8.162.943
1975	11.147.651	67,91	2.751.008	16,76	2.517.313	15,33	16.415.972
1976	11.269.248	67,40	2.879.714	17,22	2.571.654	15,38	16.720.616
1977	15.046.744	76,34	3.026.235	15,35	1.637.464	8,31	19.710.443
1978	13.944.460	66,95	3.987.053	19,14	2.895.505	13,90	20.827.018
1979	15.214.862	66,83	4.858.541	21,34	2.691.719	11,82	22.765.122
1980	13.348.800	54,23	8.924.788	36,26	2.340.147	9,51	24.613.735
1981	15.200.626	57,67	8.342.481	31,65	2.815.785	10,68	26.358.892
1982	13.579.532	50,37	11.510.460	42,70	1.869.648	6,93	26.959.640
1983	13.139.000	46,46	12.625.400	44,64	2.516.852	8,90	28.281.252
1984	11.925.908	38,90	14.091.034	45,96	4.640.970	15,14	30.657.912
1985	12.147.600	35,02	16.769.100	48,35	5.765.964	16,62	34.682.664
1986	15.048.000	39,61	17.230.000	45,35	5.711.497	15,03	37.989.497
1987	17.615.000	41,12	18.760.000	43,79	6.464.835	15,09	42.839.835
1988	24.928.096	56,64	13.284.056	30,18	5.798.038	13,17	44.010.190
1989	26.081.264	61,93	10.994.601	26,11	5.039.357	11,97	42.115.222
1990	20.256.772	46,89	15.659.886	36,25	7.280.198	16,85	43.196.856
1991	24.668.702	54,02	13.228.842	28,97	7.771.236	17,02	45.668.780
1992	24.397.817	50,92	16.432.090	34,30	7.080.633	14,78	47.910.540
1993	24.688.600	46,69	20.497.800	38,76	7.694.151	14,55	52.880.551
1994	24.674.300	42,86	24.659.700	42,84	8.234.953	14,30	57.568.953
1995	27.969.200	46,66	24.902.500	41,55	7.066.739	11,79	59.938.439
1996	33.618.300	52,52	22.933.300	35,83	7.459.308	11,65	64.010.908
1997	31.418.700	45,37	29.863.500	43,13	7.960.599	11,50	69.242.799
1998	33.651.400	47,26	30.100.700	42,27	7.452.828	10,47	71.204.928
1999	43.685.900	57,35	25.382.500	33,32	7.105.976	9,33	76.174.376
2000	44.611.900	53,98	31.863.200	38,55	6.177.090	7,47	82.652.190
2001	37.601.700	44,38	40.057.500	47,28	7.058.638	8,33	84.717.838
2002	33.629.400	43,28	38.259.800	49,23	5.820.814	7,49	77.710.014
2003	41.334.200	49,26	35.014.100	41,73	7.566.289	9,02	83.914.589
2004	51.060.700	55,74	32.674.000	35,67	7.868.603	8,59	91.603.303
2005	53.280.500	55,02	36.699.700	37,90	6.857.026	7,08	96.837.226
2006	57.400.800	53,00	43.212.600	39,90	7.690.909	7,10	108.304.309
2007	64.785.200	58,85	38.080.700	34,59	7.217.228	6,56	110.083.128
2008	70.734.000	61,13	37.622.300	32,51	7.360.388	6,36	115.716.688
2009	65.360.400	56,97	41.211.700	35,90	8.161.669	7,11	114.733.769
2010	71.819.800	59,92	40.874.400	34,10	7.170.885	5,98	119.865.085
Total	1.116.602.643	52,74	790.074.934	37,32	210.368.645	9,94	2.117.046.222

Generación Nucleoeléctrica

Se muestran a continuación los factores de disponibilidad del parque núcleo eléctrico argentino. Acumulado desde entrada en servicio, hasta el 31 de diciembre de 2010.

Año	Central Nuclear Atucha I %	Central Nuclear Embalse %	Energía Bruta Generada por CNA I MWh	Energía Bruta Generada por CNE MWh	Energía Bruta Generada por CNA F CNE MWh	Porc. De Part. Nuclear en el Total Gen. en el SADI %
1974	70,01		1 035 737		1 035 737	12,69
1975	86,66		2 517 313		2 517 313	15,33
1976	88,32		2 571 654		2 571 654	15,38
1977	52,41		1 637 464		1 637 464	8,31
1978	92,77		2 895 505		2 895 505	13,90
1979	86,22		2 691 719		2 691 719	11,82
1980	76,17		2 340 147		2 340 147	9,51
1981	92,04		2 815 785		2 815 785	10,68
1982	81,39		1 869 648		1 869 648	6,93
1983	91,62		2 516 852		2 516 852	8,90
1984	97,88	73,30	1 878 340	2 762 630	4 640 970	15,14
1985	90,26	93,70	1 612 744	4 153 220	5 765 964	16,62
1986	89,91	66,54	2 359 857	3 351 640	5 711 497	15,03
1987	48,10	88,47	1 493 965	4 970 870	6 464 835	15,09
1988	27,36	86,92	858 128	4 939 910	5 798 038	13,17
1989	0	88,93	0	5 039 357	50 39 357	11,97
1990	59,75	95,69	1 868 571	5 411 627	72 80 198	16,85
1991	92,58	89,37	2 895 226	4876010	7771236	17,02
1992	75,96	84,24	2 382 000	4 698 633	7 080 633	14,78
1993	81,86	90,43	2 560 205	5 133 946	7 694 151	14,55
1994	86,03	97,68	2 690 435	5 544 518	8 234 953	14,30
1995	91,08	74,32	2 848 210	4 218 529	7 066 739	11,79
1996	69,78	92,60	2 188 238	5 271 070	7 459 308	11,65
1997	92,74	89,14	2 900 396	5 060 203	7 960 599	11,50
1998	80,95	86,72	2 531 503	4 921 325	7 452 828	10,47
1999	47,65	99,07	1 490 158	5 615 818	7 105 976	9,33
2000	57,00	77,21	1 787 473	4 389 617	6 177 090	7,47
2001	48,66	97,56	1 521 612	5 537 026	7 058 638	8,33
2002	34,44	83,92	1 077 094	4 743 720	5 820 814	7,49
2003	68,82	95,42	2 152 220	5 414 069	7 566 289	9,02
2004	92,58	87,33	2 903 329	4 965 274	7 868 603	8,59
2005	68,19	83,39	2 132 622	4 724 404	6 857 026	7,08
2006	71,34	96,37	2 231 018	5 459 891	7 690 909	7,10
2007	92,47	76,21	2 891 410	4 325 818	7 217 228	6,56
2008	84,13	82,96	2 638 118	4 722 270	7 360 388	6,36
2009	81,68	98,82	2 554 541	5 607 128	8 161 669	6,49
2010	94,64	74,19	2 959 589	4 211 296	7 170 885	81,45

Picos de Potencia

Durante el segundo semestre de 2010, se registraron cuatro nuevos picos de potencia superiores a los previos, con lo cual el nuevo máximo valor experimentado corresponde al registrado el día 3 de agosto de 2010, con un valor de 20 843 MW.

En la oportunidad en que tuvo lugar el pico de demanda, ésta fue abastecida de la siguiente manera, según información suministrada por CAMMESA.

Martes 03-08-2010 hora: 19:45

Generación Nuclear	991
Generación Térmica	10 528
Generación Hidráulica	7 954
Generación Total	19 473
Importación de Paraguay	86
Importación de Brasil	284
Exportación a Brasil	0
Importación de Uruguay	0
Exportación a Uruguay	0
Demanda total SADI	20 843
Reserva rotante (RPF + RRSF + PRO)	1 313

Temperatura promedio GBA + Litoral

6°C

Reserva Térmica Disponible [MW]

Tipo	Disponible F/S	En arranque	Total
TV	0	0	0
TG	0	0	0
CC	0	0	0
DI	0	0	0
Total	0	0	0

Generación Térmica Limitada o Indisponible [MW]

Tipo	Por Combustible	Maquinas F/S por Mantenimiento Programado	Por Problemas en Maq. F/S	Por Problemas en Maq. E/S	Total
TV	17	0	1 223	329	1 569
TG	627	190	1 059	187	2 063
CC	37	37	1 251	455	1 780
Total	681	227	3 533	971	5 412

Generación Nuclear Limitada o Indisponible [MW]

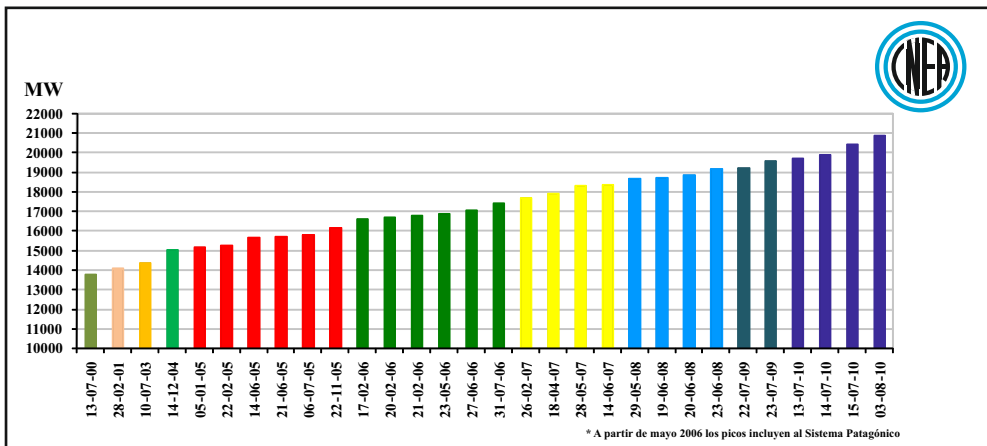
Total 0

Generación Hidráulica

F/S Disponible [MW]	Río Grande	180	Indisponible [MW]	Los Reyunos	112	
	Total	180		Yacyretá	212	
			Total			324

Registro Histórico de Picos de Potencia

A continuación se muestra la evolución de los picos de potencia desde el año 2000. Desde dicha fecha hasta el 1 de marzo del año 2006, los valores corresponden al SADI, sin incluir al Sistema Patagónico aislado. A partir de mayo del año 2006, los valores corresponden al nuevo SADI, que incluye el Sistema Patagónico, luego de su vinculación.



Picos de Potencia

Incorporaciones Previstas

CAMMESA tiene previstas nuevas incorporaciones al MEM en el mediano plazo, y las incluye en las modelaciones de oferta-demanda que realiza, según el siguiente detalle.

CC Pilar: las dos TG están disponibles con gas. El cierre del CC se prevé para mediados del 2011.

Líneas de 500 kV Bracho-Cobos y Resistencia-Formosa para primer trimestre del 2011.

Generación Distribuida 3: ingreso de 260 MW, para el primer trimestre del 2011, distribuidos entre las centrales de Bell Ville, Baradero, Colón (Bs. As.), Colón (Entre Ríos), Corrientes, Chilecito, El Dorado, General Villegas, Lincoln, Orán, Salto (Bs. As.), Salta, Viale y Realicó.

Central 13 de julio: dos TG de 16 MW. La primera máquina se prevé para fines de 2010 y la segunda para el primer trimestre del 2011.

Central Independencia: dos TG de 60 MW a partir de mayo de 2011.

Ensenada Barragán: dos TG de 280 MW, a partir de mediados de 2011.

Frías: TG de 60 MW en agosto del 2011.

Río Tercero: dos TG de 16 MW, una entrando a fines del 2010 y la segunda en el primer trimestre del 2011.

Generación Distribuida I y II: ingreso de 165 MW entre diciembre del 2010 y abril del 2011 para Añatuya, La Rioja, Bragado, Las Armas, Olavarría, Paraná y Palmar Largo.

Equipamiento Modelado (fechas estimadas de entrada en servicio)

Central Nuclear ATUCHA II

2do semestre de 2011

Aumento de Cota de Yacyretá

Cota 83

Abril 2011

Costo Variable de Producción y Orden de Despacho

Debido a que la demanda presenta importantes variaciones a lo largo del día, CAMMESA debe realizar el despacho óptimo de la oferta disponible en el mercado, teniendo en cuenta: las restricciones de la red de transporte eléctrico modelada, la disponibilidad de combustibles y de agua en los embalses, y demás limitaciones operativas. El objeto de ello es abastecer la demanda minimizando el costo de producción sumado al de falla o, de resultar el parque térmico generando sin potencia disponible en reserva, el Costo de la Energía NO Suministrada.

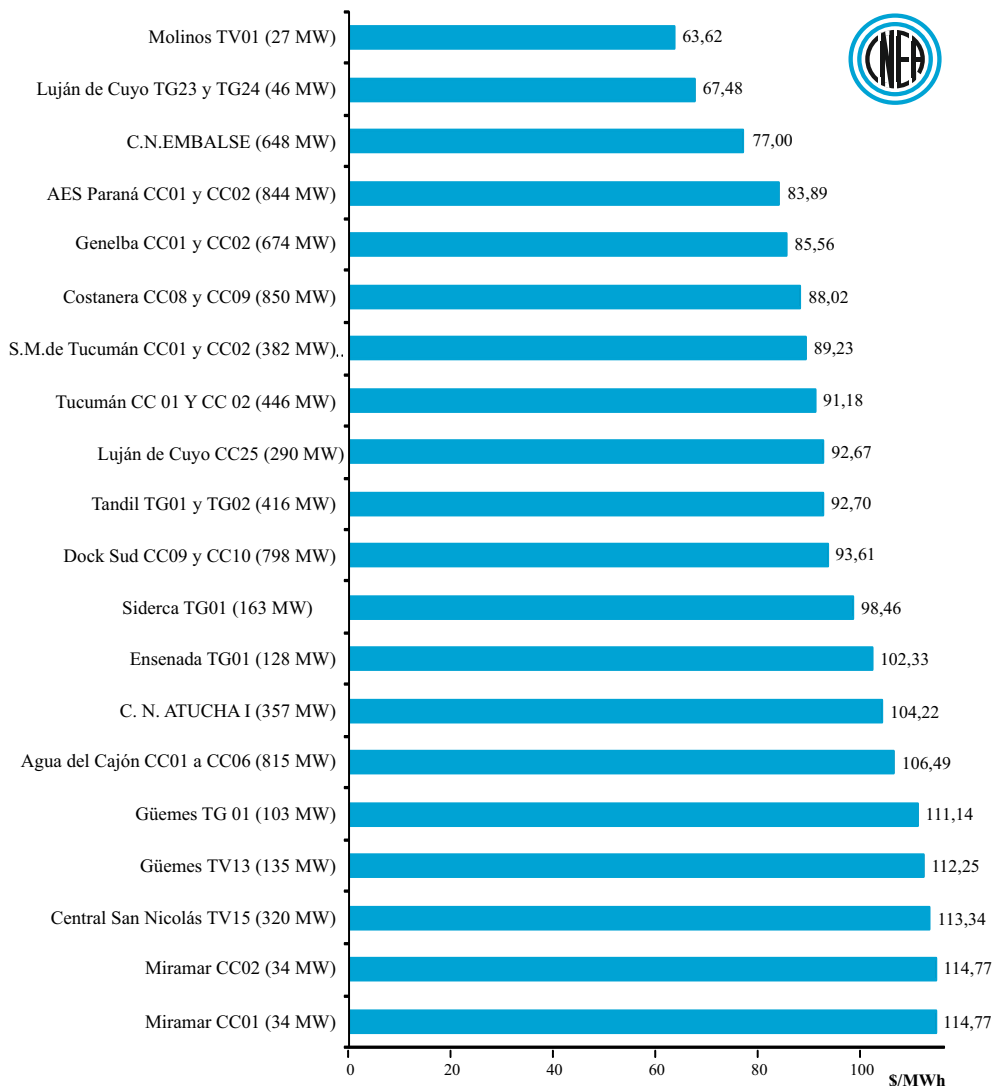
La disponibilidad de gas natural constituye la variable más relevante que afecta la operatoria del sistema, tanto en lo que respecta a costos, como a riesgos de abastecimiento. Frente a la escasez de suministro de gas, se debe emplear gas oil como combustible sustituto en las turbinas de gas y en los ciclos combinados, y fuel oil como combustible sustituto en las turbinas de vapor. Esta modificación puede alterar el orden de despacho horario pero no el precio de mercado, ya que para la fijación de este valor se considera que las máquinas queman gas natural.

La diferencia entre los costos de los combustibles alternativos realmente utilizados y el precio de mercado sancionado, se reconocen como un sobrecosto que se adiciona al precio de la energía, solo para aquellos generadores que utilizan combustibles alternativos (sustitutos). El ítem “sobrecostos transitorios de despacho” es un prorrateo de este sobrecosto entre toda la energía comercializada, y se puede observar más adelante en el gráfico de composición del precio monómico.

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 luego de considerar las centrales hidráulicas de base.

En este Boletín se tomaron estrictamente las máquinas como son declaradas ante CAMMESA es decir que existen generadores que declaran por separado las Turbinas

**Orden de Despacho
Térmico
Diciembre 2010**



de Gas (TG) que integran Ciclos Combinados (CC) y luego también los CC por lo que la potencia total de esos generadores aparenta ser mayor de lo que es en realidad.

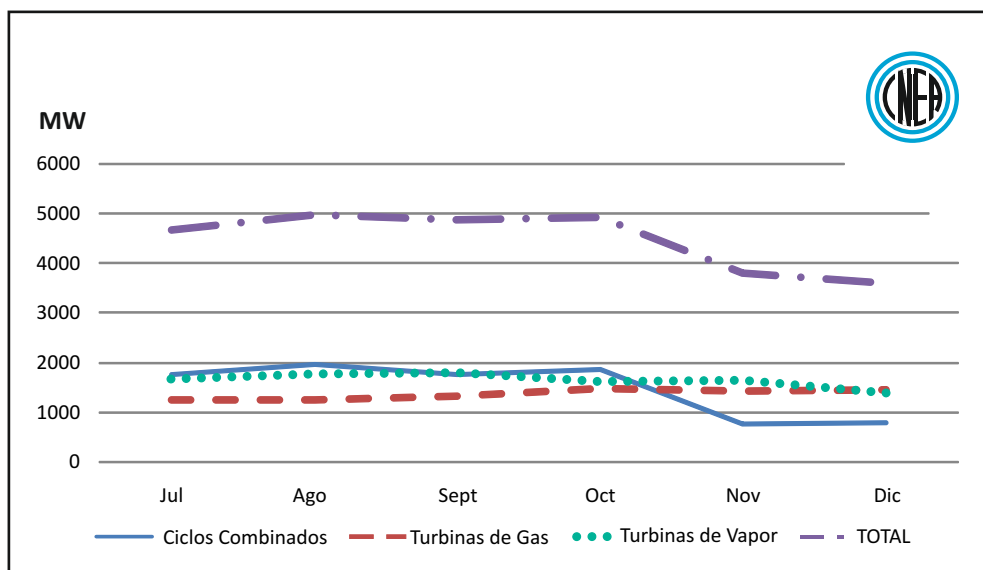
Los valores indicados en el gráfico se obtienen dividiendo los costos variables de producción declarados por los generadores con sus respectivos factores de nodo.

Las distribuidoras compran la energía que necesitan al denominado precio estacional (fijado por CAMMESA). Este último no ha tenido variaciones en estos últimos años por lo que es inferior al precio de mercado. La diferencia entre ambos (el precio estacional y el precio de mercado) la asume el Fondo de Estabilización del MEM, el cual a partir de junio de 2003 registra un saldo negativo, lo que corresponde a una deuda reconocida por CAMMESA para con los agentes generadores.

Indisponibilidades en la Generación

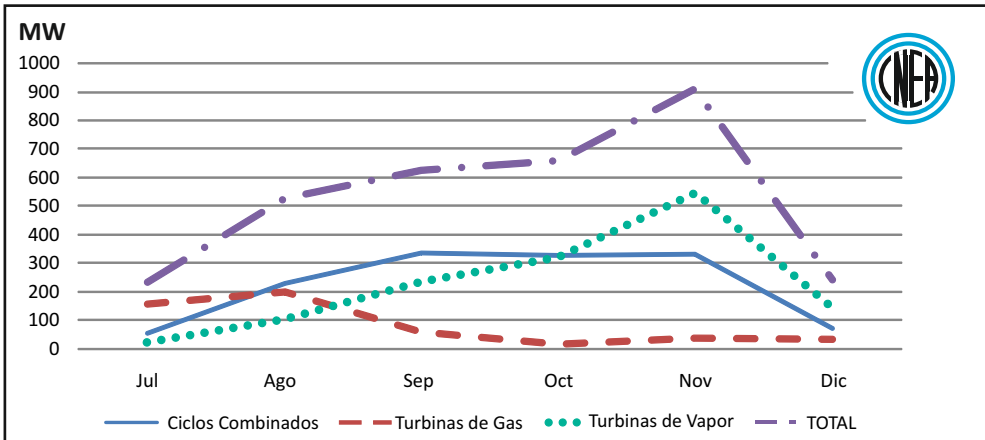
La indisponibilidad en la generación se da principalmente en las tecnologías de generación térmica. Esta situación se debe principalmente a la indisponibilidad por máquinas fuera de servicio (F/S) por mantenimiento programado, problemas técnicos en máquinas en servicio (E/S), o por falta de combustible.

A continuación se presenta el promedio mensual de indisponibilidad de las máquinas térmicas correspondiente al segundo semestre del año 2010.



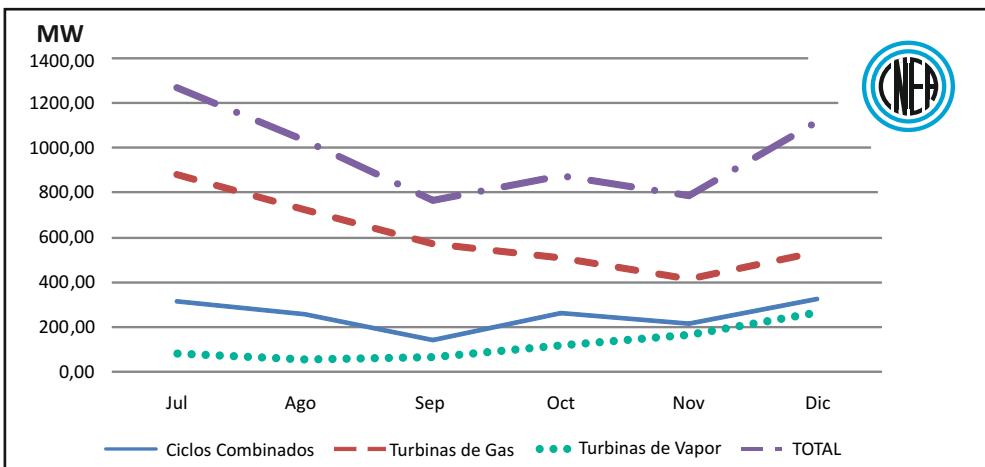
Promedio Mensual de Indisponibilidad por Problemas Técnicos en Máquinas F/S y E/S

Previo al período invernal la indisponibilidad de máquinas fuera de servicio por mantenimiento programado aumenta, principalmente en los ciclos combinados y turbinas de vapor, pues se aprovecha una menor demanda de energía eléctrica para acondicionar los equipos utilizados intensivamente durante el invierno.



Promedio Mensual de Indisponibilidad de Máquinas F/S por Mantenimiento Programado

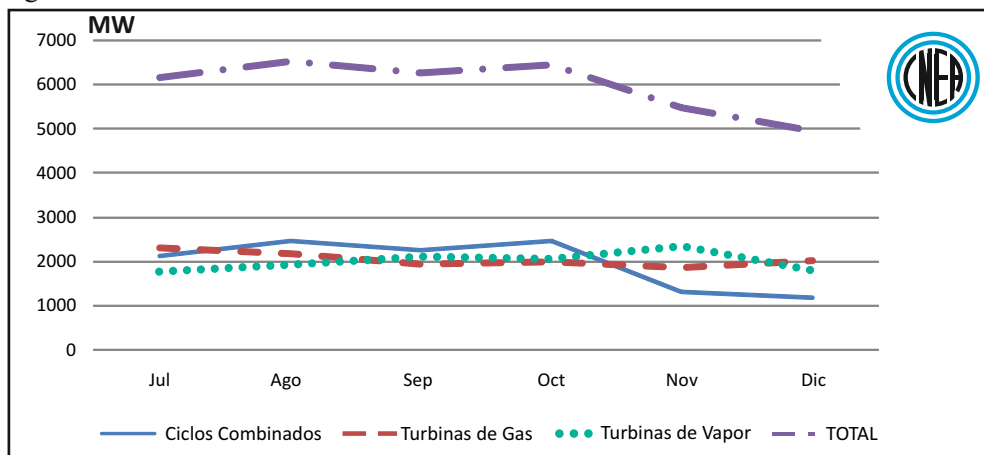
Por otra parte la indisponibilidad por falta de combustible también ocurre en el invierno como se observa a continuación, pero debido a la saturación del sistema de transporte de gas natural, provocando inconvenientes en el suministro eléctrico. Esto



Promedio Mensual de Indisponibilidad por Combustible

se debe en parte a que el abastecimiento de gas natural está garantizado para uso doméstico pero no para las usinas. Al escasear el gas natural en el sector de generación eléctrica, surge la necesidad de sustituirlo por combustibles líquidos en los casos en que resulte posible, la tecnología debe permitir quemar estos combustibles.

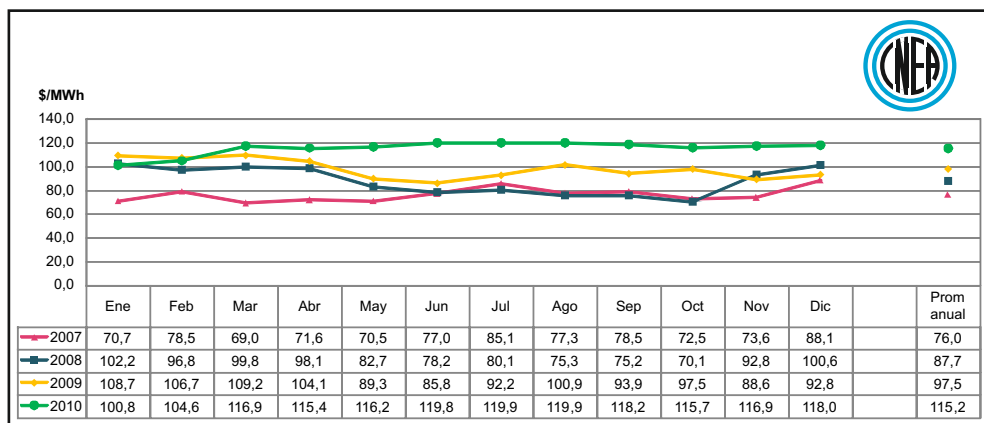
La siguiente figura muestra la máxima indisponibilidad total registrada en el parque térmico (incluyendo las tres fuentes de indisponibilidad) que fue de 6528 MW, en agosto de 2010.



Indisponibilidad del Parque Térmico

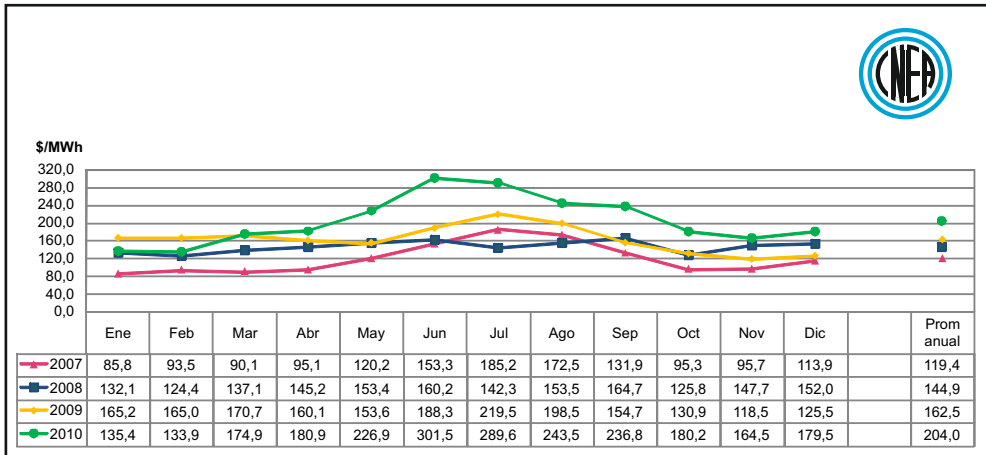
Evolución de los Precios

En el gráfico siguiente se indica la evolución del precio de la energía eléctrica en el mercado *spot*, en pesos, durante los últimos cuatro años.



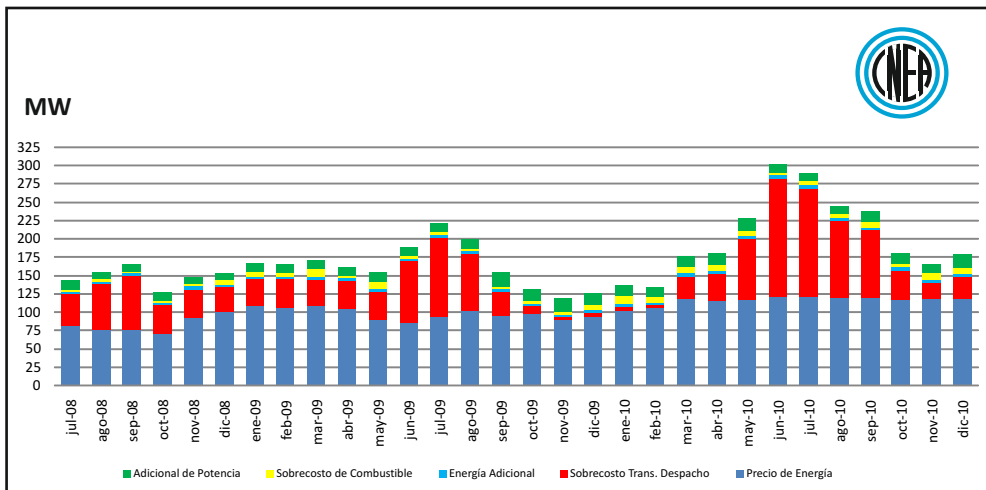
Precio de la Energía en el MEM para el Período 2007 - 2010

Los precios anteriores son promedios mensuales extraídos del informe mensual de CAMMESA. A continuación se presenta la evolución del Precio Monómico desde el año 2007 al 2010.



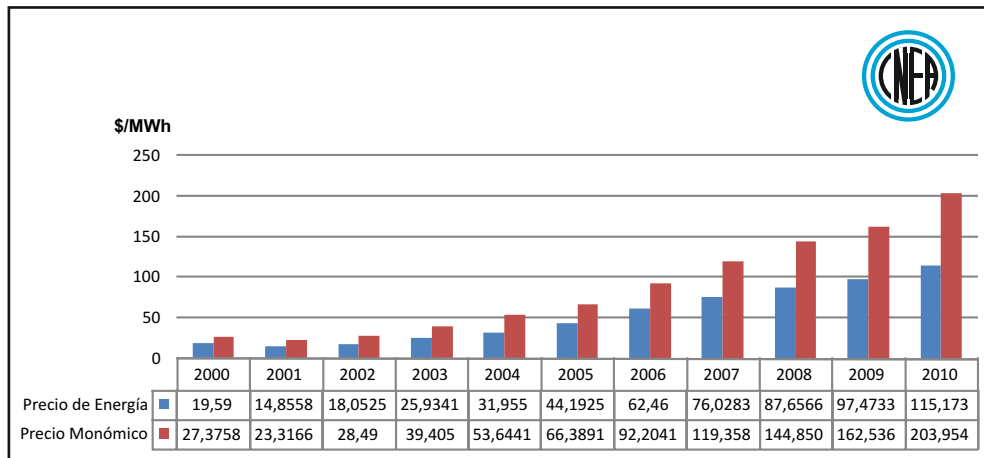
Precio Monómico en el MEM para el Período 2007 - 2010

Al precio de la energía en el mercado se le suman una serie de ítems para obtener el precio monómico calculado por CAMMESA. A continuación se muestran los ítems y su magnitud. Los valores dados corresponden al período comprendido entre julio de 2008 y diciembre de 2010.



Composición del Precio Monómico

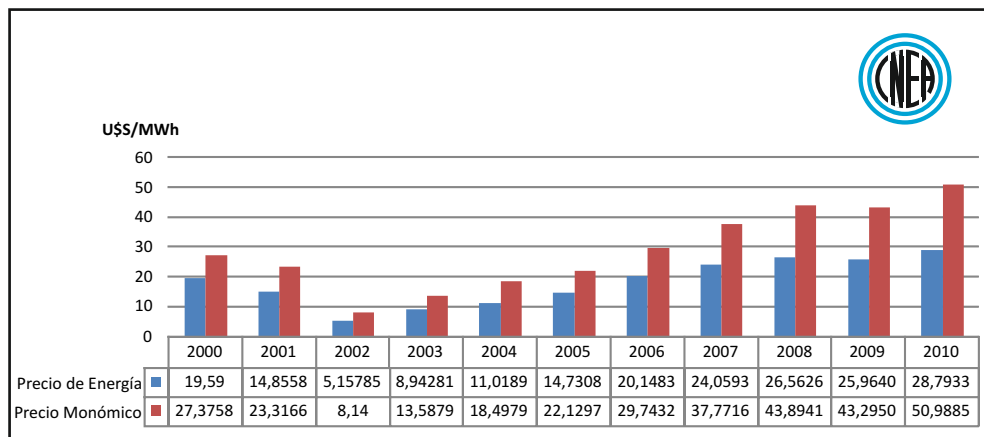
A continuación se indica la evolución del precio de la energía y el precio monómico de la energía desde el año 2000. Los valores están expresados en pesos y hay que tener en cuenta, para su comparación ya que en el año 2002, se produjo una importante devaluación.



Precios Medios Anuales

Si se toma en cuenta los valores a moneda constante (US\$), los valores correspondientes al segundo semestre de 2005 serían inferiores a los correspondientes a años anteriores al 2002, pero crecientes, como se puede apreciar en el gráfico siguiente.

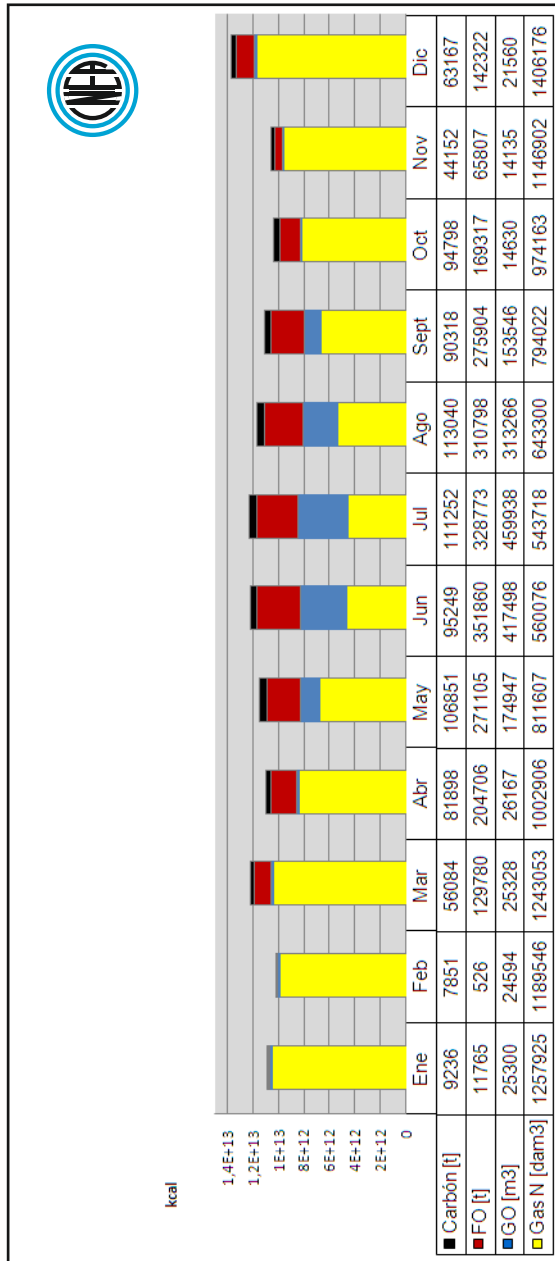
Puede apreciarse como, en moneda constante, gradualmente se ha recuperado los precios a niveles anteriores a la devaluación.



Precios Medios Anuales

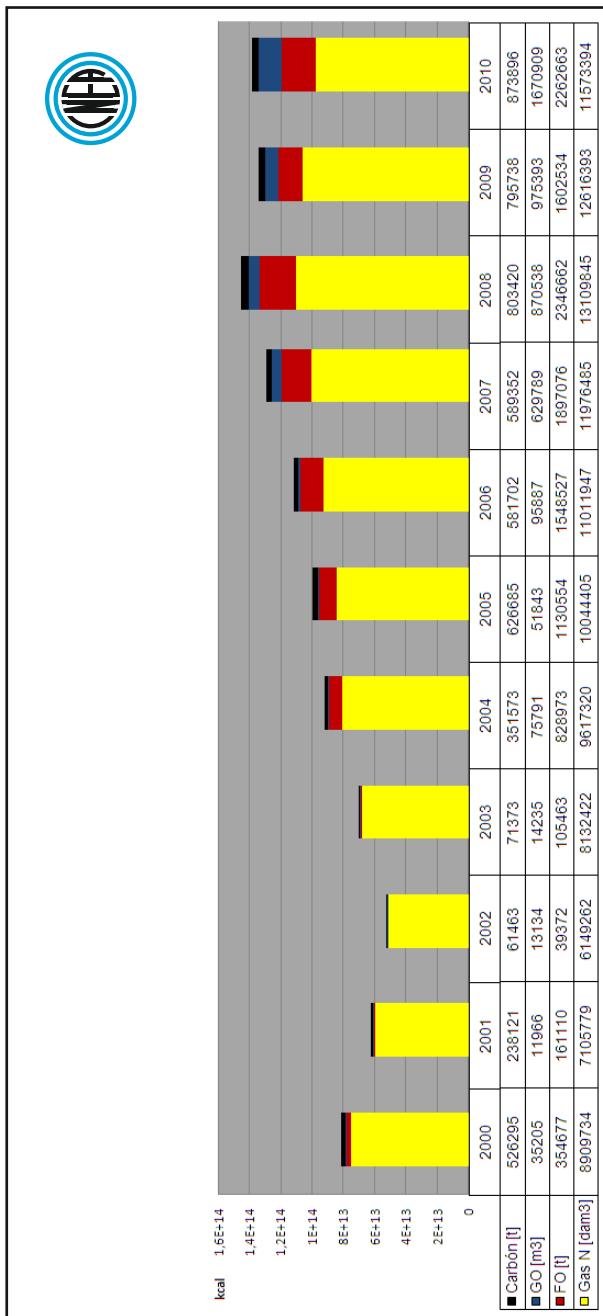
Consumo de Combustibles

Se muestran a continuación los consumos de los distintos combustibles fósiles empleados para la generación de electricidad, durante el segundo semestre del año 2010, en unidades equivalentes (energía). En la tabla del mismo gráfico se indican las unidades físicas (masa y volumen) de cada combustible. Puede observarse como entre mayo y septiembre, coincidente con las bajas temperaturas registradas, hay un incremento en el consumo de gas oil y fuel oil, en detrimento del consumo de gas natural. Esto se debe a que en el período invernal, hay restricciones en la oferta de gas para cubrir los incrementos en la demanda de generación, ya que éste insumo está garantizado para el sector residencial y comercial, siendo necesaria la utilización de combustibles líquidos en la generación de electricidad.



Consumo de Combustibles por el MEM -2010

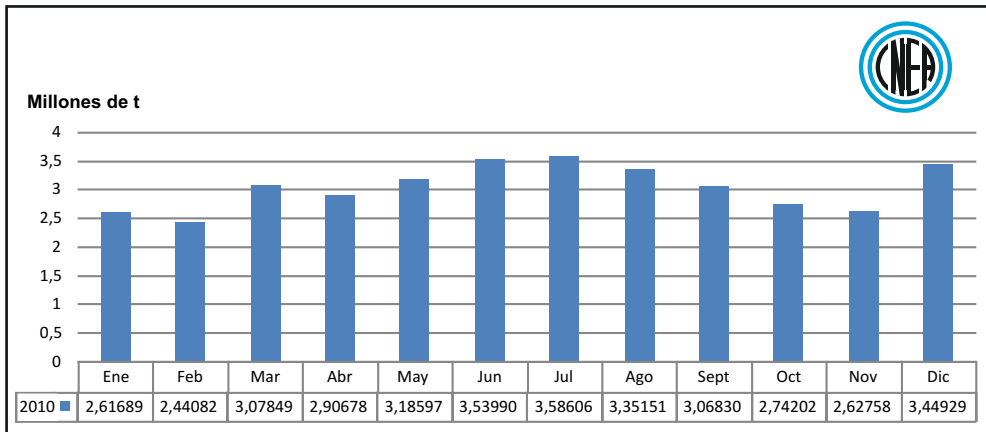
Se muestran a continuación los consumos de los diferentes combustibles fósiles empleados para la generación de electricidad en la última década. En ediciones anteriores a este boletín se encuentra disponible la serie desde 1992.



Consumo de Combustibles MEM

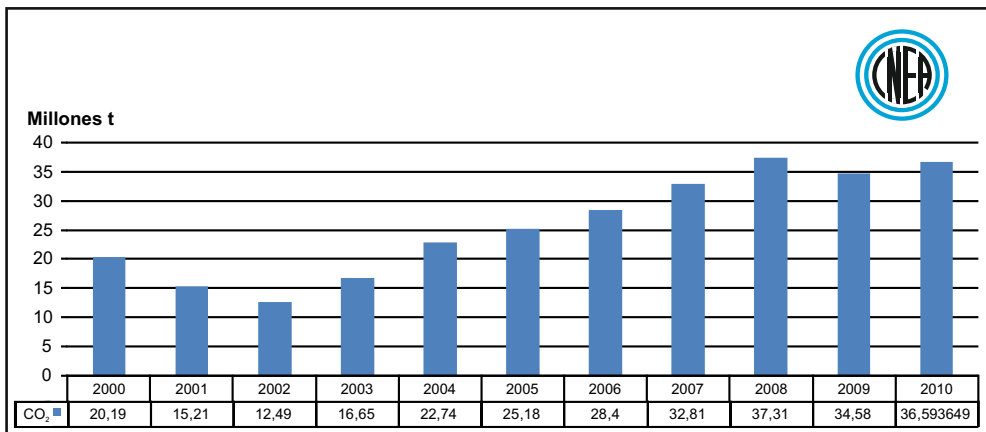
Desde el año 2004 se incrementó el consumo de fuel oil y desde el año 2007 el consumo de gas oil principalmente en la generación eléctrica, producto de la falta de gas natural que sufre el país.

Se puede observar a continuación las emisiones de CO₂ derivadas de la quema de combustibles fósiles en los equipos generadores vinculados al MEM durante el año 2010 en millones de toneladas.



Emisiones de CO₂ en la Generación Eléctrica del Sistema Interconectado Nacional

A continuación se grafican los valores de las emisiones de CO₂ desde el año 2000 a 2010.



Evolución de las Emisiones CO₂ en la Generación Eléctrica del Sistema Interconectado Nacional

Demanda Eléctrica Regional

Esta sección presenta datos relevantes de diferentes demandas regionales con datos del informe eléctrico 2008 de Secretaría de Energía. En esta edición se desarrollará la región del Gran Buenos Aires y Buenos Aires (GBA-BA), y la región del Litoral (LIT).

Fe de erratas: en esta misma sección del boletín anterior (ejemplar N° 25, página 50) se presentó el transporte y la distribución del Noroeste argentino (NEA), en la misma debería decir que la transportista troncal, TRANSNEA, es la que atiende las redes de 132 kV, siendo TRANSENER la que atiende sólo las de 500 kV en la región, no habiendo líneas de 66 kV.

Región del Gran Buenos Aires y Buenos Aires

La región del Gran Buenos Aires está integrada por la ciudad autónoma de Buenos Aires y el conurbano bonaerense, y la región Buenos Aires por los restantes partidos de la provincia. En cuanto al servicio eléctrico, el GBA-BA consumió durante el año 2008 un 53,0% del total del país. Se trata de una región que ocupa 307 774 km² (11,1% de la superficie del país). La población es aproximadamente de 18 490 000 habitantes, representando 47,0% de la población total de Argentina.

Transporte del Polo Energético de la Región

La red de transporte eléctrico de la región GBA-BA, está configurada en distintos niveles de tensión: alta, media y baja tensión. Las líneas de alta tensión son operadas por TRANSENER, mientras que la empresa transportista en el GBA-BA es TRANSBA que opera y mantiene las líneas de 132 kV.

Distribución

La jurisdicción de las distribuidoras está delimitada por zonas en cada región. Las localidades en que prestan servicios cada una de las empresas concesionadas en la región Gran Buenos Aires y Buenos Aires, fueron mencionadas en el Boletín Energético N° 21. Como información adicional a la publicación 21, a continuación se listan las Cooperativas de la provincia de Buenos Aires, que operan como distribuidoras del MEM según el informe eléctrico 2008, elaborado por Secretaría de Energía.

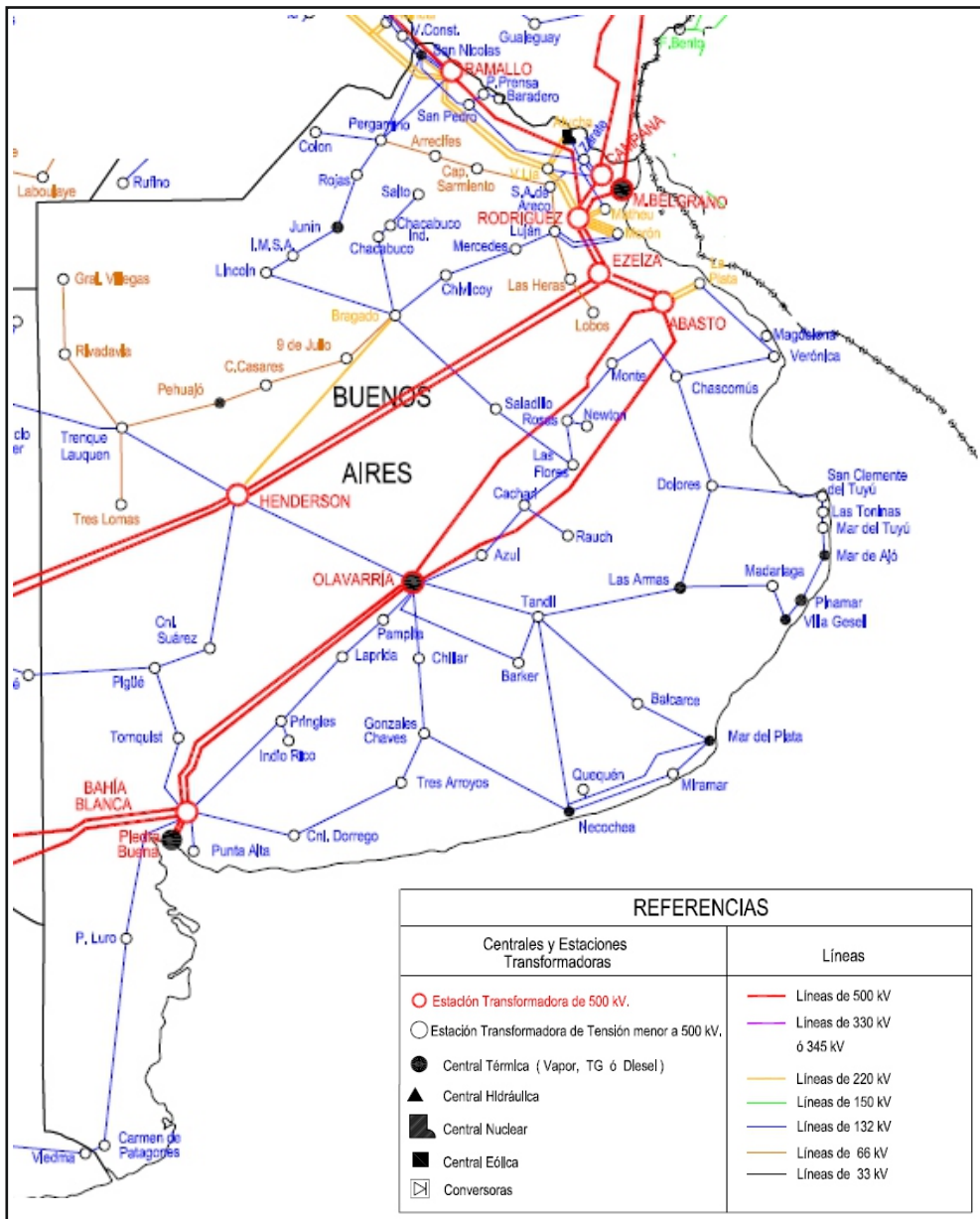
En el área de **EDEN**: San Antonio de Areco, Chacabuco, Colón, Luján, Monte, Moreno, Pergamino, Ramallo, Rivadavia, Rojas, Saladillo, Salto, San Pedro, Trenque Lauquén y Zárate. Y como Distribuidor menor la Cooperativa de Piedritas.

En el área de **EDES**: Coronel Dorrego, Pigüé, Coronel Pringles, Punta Alta y Puán.

En el área de **EDEA**: Azul, Barker, Castelli, Lezama, Las Flores, Necochea, Olavaria, Ranchos, San Bernardo, Tandil, Tres Arroyos y Villa Gesell.

Las restantes Cooperativas de la provincia de Buenos Aires, compran su energía en

bloque a las distribuidoras provinciales y atienden su mercado.



Potencia Instalada GBA-BA

Las tecnologías instaladas en la región son: turbinas de gas (TG), turbinas de vapor (TV), ciclos combinados (CC), motores diesel (DI), centrales nucleares (NU).

La potencia instalada unificada al SADI en la región GBA-BA es de 10 114 MW.

EMPRESA	CENTRAL	TV	TG	CC	DI	TER	NU	HID	TOTAL
COSTANERA	COSTANERA	1131		851		1982			1982
	BAS			322		322			322
GENELBA	GENELBA		165	674		838			838
C.PUERTO	PUERTO	589		798		1387			1387
	NUEVO PUERTO	390				390			390
CMS ENSEN.	ENSENADA		128			128			128
DIQUE	DIQUE		55			55			55
DOCK SUD	DOCK SUD		72	798		870			870
C.T.P.BUENA	PIEDRABUENA	620				620			620
C.COSTA ATLANTICA	NECOCHEA	204				204			204
	9 DE JULIO	56	95			151			151
	V. GESELL		45			45			45
	MAR DE AJO		30			30			30
ENARSA	C.T. PINAMAR		21			21			21
	C.T. JUNIN				22	22			22
	C.T.PEHUAJO				22	22			22
	C.T. LA PLATA				40	40			40
	C.T.MATHEU		40			40			40
	C.T. OLAVARRIA		39			39			39
	C.T.LAS ARMAS		10			10			10
	C.T. CAP.SARMIENTO					5	5		5
SIDERCA	SIDERCA		163			163			163
S.NICOLAS	S.NICOLAS	650	25			675			675
T.G.M.BELGRANO	C.T BELGRANO			848		848			848
T.G.S.MARTIN	C.T. TIMBUES			849		849			849
NASA	C.N.ATUCHA						357		357
TOTAL AREA		3640	888	5140	89	9757	357	0	10114

Fuente: Informe Mensual Diciembre de 2010. CAMMESA

Consumo Eléctrico por departamentos

A continuación se presenta la distribución de la demanda eléctrica de GBA-BA desagregada por departamentos.

Departamento	Total	Residencial	Comercial	Industrial	Serv. Sanit	Al. Público	Tracción	Riego	Oficial	EI. Rural	Otros
25 de Mayo	48.062	19.451	9.387	10.016	344	2.967	0	0	620	5.232	45
9 de Julio	79.512	29.123	21.274	15.514	2.528	4.187	0	0	1.674	2.895	2.317
Adolfo Alsina	28.194	9.567	9.408	3.343	404	2.253	0	0	729	2.333	157
Adolfo Gonzales Chaves	15.318	6.153	4.055	1.142	0	1.903	0	0	476	1.524	64
Alberdi	18.620	6.160	3.898	5.561	51	1.106	0	0	737	1.107	0
Almirante Brown	884.997	457.711	115.788	246.829	9.062	42.961	1.908	0	10.738	0	0
Arrecifes	53.049	19.022	10.138	16.506	416	3.116	0	0	893	2.959	0
Avellaneda	1.025.216	369.952	203.962	332.213	63.092	28.659	11.512	0	15.826	0	0
Ayacucho	22.054	8.707	6.563	2.968	0	1.907	0	0	999	822	89
Azul	185.355	38.242	14.281	114.975	3.824	10.005	0	0	0	3.748	280
Bahia Blanca	1.902.659	207.691	93.373	1.570.195	224	13.690	0	0	11.219	2.274	3.993
Baicarce	124.979	21.851	22.619	62.630	3.342	3.697	0	0	3.346	5.258	2.235
Baradero	218.710	19.240	11.579	179.165	0	3.617	0	0	880	4.229	0
Benito Juárez	76.495	8.830	5.580	55.262	826	3.053	0	0	1.380	1.565	0
Berazategui	602.268	249.396	69.044	223.597	16.709	26.465	5.756	0	11.301	0	0
Berisso	147.795	72.772	37.692	16.078	0	9.254	0	0	11.989	0	0
Bolivar	48.650	19.774	7.152	12.408	85	4.348	0	0	995	3.874	13
Bragado	266.180	26.002	10.507	222.760	48	2.709	0	43	1.074	3.037	0
Brandesen	117.884	18.473	19.336	76.172	0	2.161	0	0	1.743	0	0
Campana	1.514.262	57.609	32.831	1.406.620	3.867	8.312	0	0	2.641	2.381	0
Cañuelas	153.050	45.195	22.143	73.874	815	5.993	2.071	0	2.102	857	0
Capital Federal	11.336.714	4.184.832	4.640.585	955.788	235.535	216.185	272.269	0	767.851	0	63.669

Capitán Sarmiento	41.654	8.839	4.830	23.099	0	1.452	0	0	301	3.033	0
Carlos Casares	38.590	13.473	8.069	10.786	630	2.480	0	0	888	2.264	0
Carlos Tejedor	20.817	7.939	4.281	3.300	70	1.799	0	0	745	2.610	72
Carmen de Areco	24.364	8.849	3.721	7.003	1.067	1.732	0	0	0	1.771	220
Castelli	13.129	4.543	2.667	3.874	0	710	0	0	0	1.242	92
Chacabuco	99.671	29.212	11.120	47.143	3.065	3.541	0	0	1.663	3.797	130
Chascomús	115.884	23.569	14.534	66.779	326	4.050	0	0	3.695	2.370	561
Chivilcoy	145.344	38.756	22.190	68.328	4.075	6.969	0	0	1.445	3.580	0
Cnl. de Marina L. Rosales	115.236	33.992	11.430	30.537	332	3.459	0	0	34.630	648	209
Colón	66.459	16.569	7.325	36.215	1.906	2.908	0	0	234	1.301	0
Coronel Coronel	25.036	6.732	5.419	6.327	0	1.554	0	0	68	4.936	0
Brandesen	20.933	8.838	3.705	1.660	1.228	2.262	0	0	944	2.290	7
Coronel Dorrego	48.477	12.945	4.148	26.669	21	2.145	0	0	755	1.786	6
Coronel Pringles	71.981	21.865	9.974	31.364	297	5.037	0	507	860	2.006	72
Coronel Suárez	41.852	9.557	4.809	21.723	326	1.852	0	0	356	3.230	0
Daireaux	35.898	17.123	10.711	1.554	0	3.054	0	0	2.351	852	255
Dolores	967.766	42.703	29.093	857.827	0	6.937	0	0	31.206	0	0
Ensenada	637.015	231.129	115.266	259.515	0	26.606	0	0	2.861	0	1.638
Escobar	538.191	268.151	127.354	89.477	8.113	21.260	11.188	0	12.649	0	0
Esteban Echeverría	93.944	21.810	20.903	41.070	0	4.156	0	0	587	5.289	129
Exaltación de la Cruz	350.686	119.052	35.553	84.216	1.277	15.567	69.647	0	25.374	0	0
Ezeiza	562.273	310.017	63.249	135.219	11.498	27.248	938	0	14.104	0	0
Florencio Varela	12.308	5.687	1.396	1.152	386	705	0	0	548	2.414	20
Florentino Ameghino	62.947	27.508	14.152	8.610	0	5.227	0	0	4.174	3.045	230
General Alvarado	13.841	5.399	2.578	62	0	1.412	0	0	3.159	1.180	51

General Arenales	23.879	10.443	6.169	3.589	279	1.557	0	0	545	1.274	24
General Belgrano	24.809	10.407	7.055	2.044	0	2.266	0	0	617	2.321	98
General Guido	2.481	915	599	0	0	294	0	0	275	392	5
General Juan Madariaga	28.164	10.136	6.133	8.033	381	2.333	0	0	193	915	40
General Lamadrid	12.513	5.534	2.443	778	356	1.221	0	0	496	1.661	24
General Las Heras	51.347	13.051	4.664	26.158	4.895	2.156	0	0	356	0	67
General Las Heras	4.804	154	145	232	0	0	0	0	8	4.264	0
General Lavalle	2.796	1.155	780	0	0	206	0	0	278	372	5
General Paz	22.555	6.229	2.539	9.461	155	1.224	0	0	0	2.906	41
General Pinto	17.527	6.929	3.476	1.227	37	1.549	0	0	544	3.765	0
General Pueyrredón	1.255.499	479.872	412.124	214.568	7.802	38.831	0	1.234	83.135	8.991	8.941
General Rodriguez	319.868	75.557	25.794	196.694	0	15.759	0	0	5.384	43	636
General San Martin	1.181.675	383.776	170.150	485.658	429	39.050	8.394	0	27.193	0	67.024
General Viamonte	23.839	11.151	4.788	1.546	654	2.655	0	0	631	2.209	205
General Villegas	83.813	21.437	9.146	38.218	140	5.482	0	0	1.387	7.960	43
Guamini	16.327	6.314	3.186	1.900	19	1.932	0	38	678	2.259	0
Hipólito Yrigoyen	11.980	5.005	3.982	1.412	0	207	0	0	310	1.064	0
Hurlingham	356.903	175.964	49.586	94.543	637	9.418	6.138	0	17.503	0	3.114
Itzaingó	290.048	182.087	64.935	23.218	0	13.310	0	0	5.305	0	1.192
Jose C. Paz	319.389	205.815	50.904	36.556	0	13.966	0	0	4.984	0	7.163
Junin	151.999	60.663	37.251	38.397	18	6.902	0	0	4.279	4.445	44
La Matanza	2.633.692	1.211.148	374.473	704.510	38.161	124.359	0	0	70.440	0	110.601
La Plata	1.240.365	599.084	256.064	277.216	0	70.162	0	0	37.840	0	0
Lanús	1.047.467	502.910	150.459	308.558	27.130	39.190	5.793	0	13.427	0	0
Laprida	10.639	4.799	2.115	1.668	0	1.181	0	0	547	328	0

Las Flores	45.614	11.637	5.981	22.728	0	3.842	0	0	0	0	0	1.426	0
Leandro N. Alem	24.049	10.213	4.976	3.470	199	1.663	0	0	582	2.945	0	2.945	0
Lincón	72.959	27.859	15.593	15.641	417	5.240	0	0	1.521	6.610	78	6.610	78
Lobería	26.931	8.654	7.415	3.158	46	1.800	0	0	1.723	4.122	13	4.122	13
Lobos	57.221	21.391	12.696	11.740	245	3.227	0	0	560	7.363	0	7.363	0
Lomas de Zamora	1.211.424	612.487	211.378	220.928	5.941	51.320	85.234	0	24.136	0	0	24.136	0
Luján	269.420	76.696	24.993	152.326	2.312	10.260	0	0	1.575	1.259	0	1.259	0
Magdalena	60.834	19.110	24.804	5.966	0	2.874	0	0	8.079	0	0	8.079	0
Maipú	11.350	2.995	5.526	711	0	1.463	0	0	0	632	23	632	23
Malvinas Argentinas	683.688	291.428	81.526	268.529	0	23.439	0	0	6.056	0	12.710	6.056	12.710
Malvinas Argentinas(Moreno)	664.425	366.677	116.381	110.603	1.969	36.672	0	0	5.735	0	26.387	5.735	26.387
Mar Chiquita	34.818	15.159	5.978	8.384	589	2.841	0	0	614	1.163	90	614	90
Marcos Paz	88.697	43.050	13.873	19.565	0	5.019	0	0	6.944	0	246	6.944	246
Mercedes	123.029	39.725	19.786	48.805	620	5.247	0	0	3.584	5.263	0	3.584	5.263
Merlo	730.410	436.423	100.710	132.327	3.647	47.333	0	0	6.925	0	3.046	6.925	3.046
Monte	52.440	11.167	20.822	13.661	0	2.736	0	0	7	4.048	0	7	4.048
Monte Hermoso	16.044	6.718	6.299	0	335	2.008	0	0	625	10	48	625	10
Moron Municipio de la Costa	836.637	358.468	168.037	149.208	12.701	24.985	87.635	0	22.051	0	13.552	22.051	13.552
Navarro	38.310	8.873	7.290	16.053	357	1.588	0	0	808	3.341	0	808	3.341
Necochea	174.040	58.230	28.222	56.033	5.673	12.761	0	0	4.086	5.883	3.153	4.086	5.883
Olavarría	707.801	54.840	40.090	587.207	3.721	11.418	0	0	8.400	2.125	0	8.400	2.125
Patagones	34.714	16.791	7.626	4.070	66	4.016	0	0	1.013	1.131	0	1.013	1.131
Pehuajó	51.942	20.437	9.835	15.234	0	4.016	0	0	0	2.420	0	0	2.420
Pellegrini	18.585	7.215	4.112	1.659	0	2.384	0	0	562	2.653	0	562	2.653

Pergamino	221.918	73.722	45.419	73.793	5.245	14.968	0	747	3.727	3.677	621
Piña	2.688	1.187	642	0	0	480	0	0	195	178	6
Pilar	1.463.422	334.261	151.115	927.287	1.601	32.151	0	0	4.419	0	12.588
Pinamar	84.369	42.743	33.702	0	1.835	5.087	0	0	948	0	54
Presidente Perón	72.837	55.386	7.853	352	1.169	5.946	85	0	2.047	0	0
Puán	28.670	10.156	4.360	6.612	603	2.680	0	0	698	3.535	26
Punta Indio	30.715	10.259	5.472	12.800	0	1.021	0	0	1.162	0	0
Punta Indio	4.251	1.385	432	746	28	290	0	0	0	1.354	17
Quilmes	1.384.926	609.233	209.103	434.059	65.425	44.492	5.017	0	17.598	0	0
Ramallo	117.548	20.262	10.756	80.439	94	3.371	0	0	390	2.077	158
Rauch	17.929	7.266	3.756	1.761	0	2.059	0	0	1.607	1.416	63
Rivadavia	26.070	10.681	9.552	174	357	2.191	0	0	767	2.347	0
Rojas	80.506	16.570	8.509	49.574	5	2.982	0	0	979	1.887	0
Roque Pérez	27.434	6.043	3.063	13.585	89	1.393	0	0	376	2.887	0
Saavedra	44.503	11.775	6.468	18.914	26	3.405	0	0	1.408	2.431	77
Saladillo	49.722	20.478	7.136	12.900	1.130	4.448	0	0	1.088	2.348	193
Saliqueló	12.693	5.523	2.383	1.584	0	1.258	0	0	430	1.515	0
Saito	90.839	22.097	8.388	50.931	2.181	3.659	0	86	846	2.466	185
San Andrés de Giles	52.951	10.584	6.585	27.517	110	2.305	0	0	468	5.381	0
San Antonio de Areco	53.136	17.361	5.642	21.424	1.498	2.068	0	448	969	3.632	94
San Cayetano	17.580	4.888	3.436	5.755	0	1.053	0	0	0	2.448	0
San Fernando	454.183	159.315	70.294	181.293	6.891	13.871	0	0	4.638	0	17.881
San Isidro	1.056.005	414.313	334.793	154.179	2.419	34.844	64.419	0	19.915	0	31.123
San Miguel	475.782	258.993	103.938	51.504	5.377	21.046	5.192	0	4.804	0	24.930
San Nicolás	258.721	97.779	46.318	98.815	1.213	8.783	0	0	3.867	1.945	0

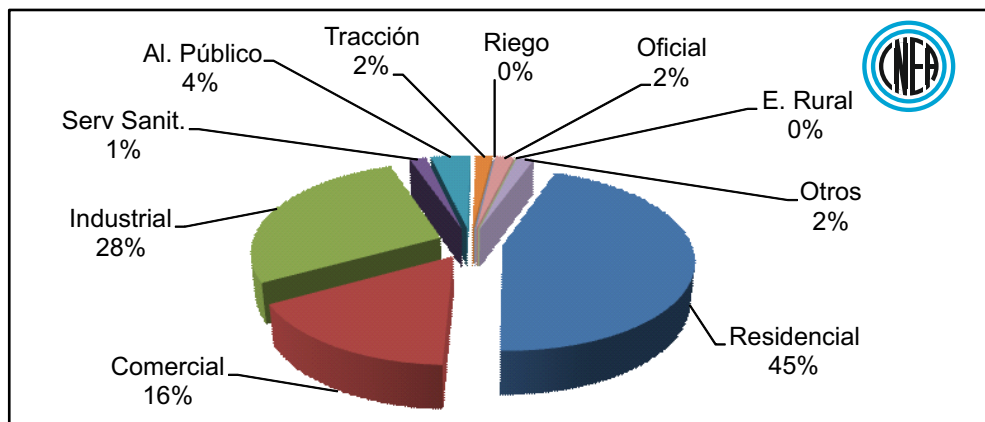
San Pedro	459.829	37.335	33.749	373.392	3.765	5.031	0	0	1.519	4.561	478
San Vicente	83.775	44.778	12.305	15.513	1.564	7.290	133	0	2.193	0	0
Suipacha	19.640	5.531	2.596	7.279	0	898	0	0	548	2.788	0
Tandil	246.807	79.551	30.121	105.485	8.372	13.468	0	206	4.493	4.639	471
Tapalqué	9.178	4.694	2.131	433	0	1.198	0	0	545	137	41
Tigre	1.174.344	405.389	174.271	529.881	3.695	36.523	0	0	11.542	0	13.044
Tordillo	2.352	768	863	0	0	270	0	0	168	283	0
Tornquist	21.872	7.360	8.144	955	477	2.030	0	0	177	2.665	65
Trenque Lauquen	103.763	31.690	31.801	7.922	1.132	6.348	0	0	4.887	19.982	0
Tres Arroyos	214.131	35.391	19.674	148.746	84	6.721	0	131	0	3.211	173
Tres de Febrero	893.704	351.687	135.955	327.668	18.908	34.293	1.809	0	11.485	0	11.900
Vicente López	992.451	366.091	237.329	288.840	42.639	28.232	0	0	14.885	0	14.435
Villa Gesell	80.367	40.287	36.284	0	0	3.796	0	0	0	0	0
Villarino	36.129	13.740	6.222	6.114	500	2.558	0	0	535	6.068	393
Zárate	663.822	66.618	24.690	549.207	6.100	8.837	0	0	8.003	156	210
TOTAL EDESUR*	16.098.458	6.345.014	4.781.985	2.936.878	330.434	467.733	445.600	0	790.814	0	0
TOTAL EDENOR*	18.431.840	7.738.514	3.628.231	5.144.652	260.867	644.276	199.536	0	378.816	0	436.946
TOTAL EDELAP	1.550.948	762.401	330.003	274.114	0	92.410	0	0	92.019	0	0
TOTAL EDEA	1.705.371	638.776	487.968	375.596	0	71.717	0	0	107.039	13.675	10.600
TOTAL EDES	642.258	263.812	115.271	214.856	366	26.628	0	0	14.528	2.804	3.993
TOTAL EDEN	1.672.552	528.434	260.809	726.444	11.785	75.358	0	0	27.701	42.016	5
TOTAL COOPERATIVAS	3.799.977	1.227.111	659.085	1.268.527	80.157	228.571	0	3.439	100.241	219.175	13.671
TOTAL GUMEM	5.613.115	0	146.091	5.467.023	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL PROVINCIA DE BUENOS AIRES	49.513.919	17.504.062	10.408.845	16.408.091	683.609	1.606.692	645.136	3.439	1.511.159	277.671	465.216

* Incluye facturado de usuarios finales cautivos y grandes usuarios del MEM

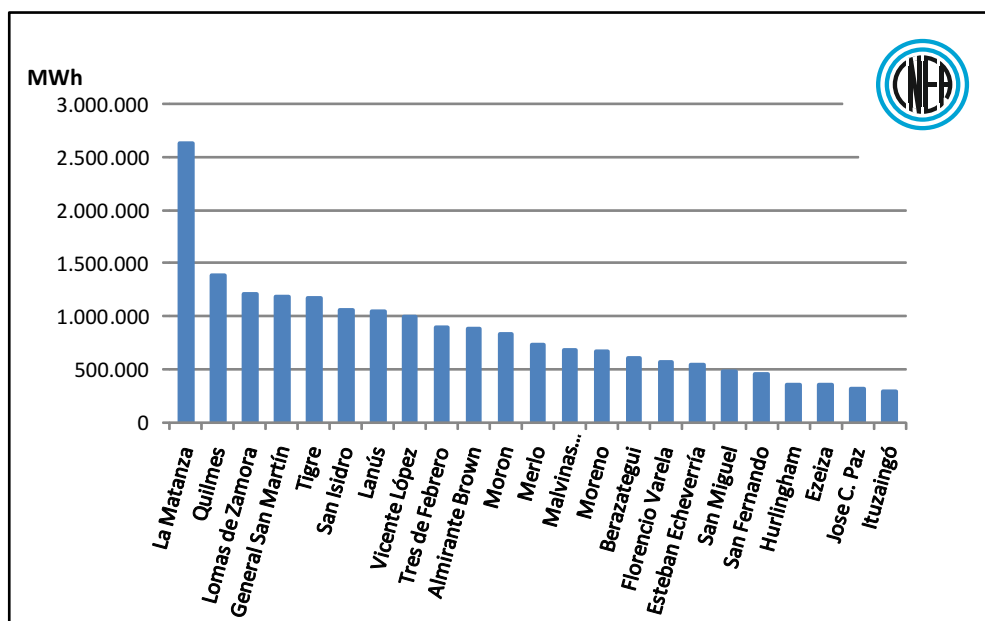
Extraído del Informe Estadístico del Sector Eléctrico 2008, elaborado por la Secretaría de Energía [MWh].

Gran Buenos Aires

En los siguientes gráficos se presenta la demanda eléctrica del Gran Buenos Aires por usos y por departamentos, extraída del Informe Estadístico del Sector Eléctrico 2008, elaborado por la Secretaría de Energía.

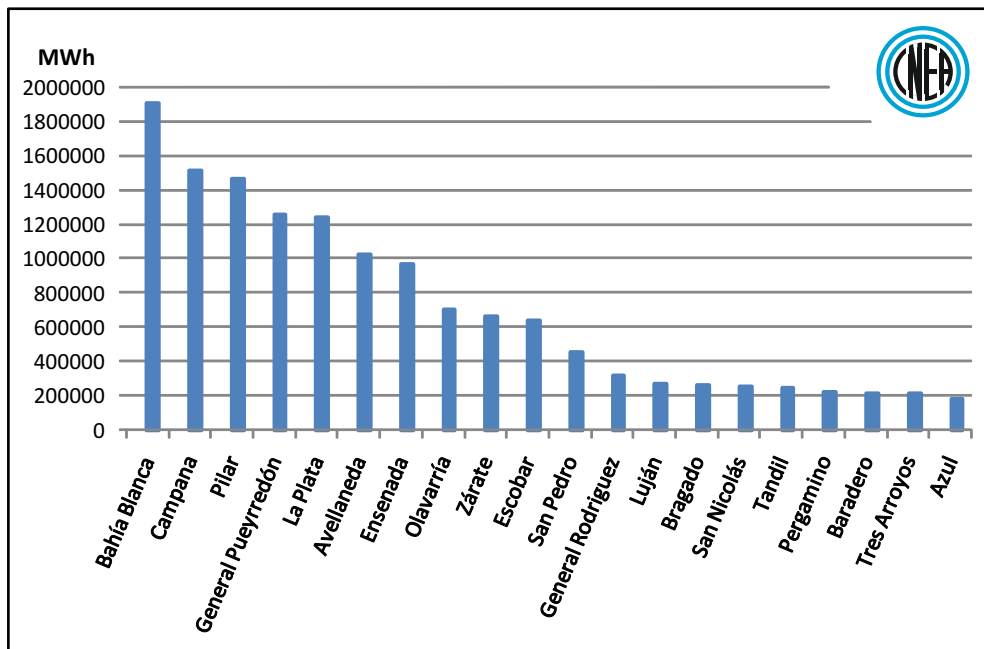


Demanda Eléctrica - Gran Buenos Aires. Año 2008



Demanda Eléctrica Regional - Gran Buenos Aires. Año 2008

A continuación se muestra el gráfico con los 20 partidos con mayor demanda de electricidad de la provincia de Buenos Aires. Entre ellos el de mayor consumo es el partido de Bahía Blanca con el 10,1%, le sigue Campana con el 8,0%, Pilar con el 7,8%, y el resto de los partidos consume entre 0,01% y el 6,7% de la electricidad generada.



Demanda Eléctrica Regional - Buenos Aires. Año 2008

Región del Litoral

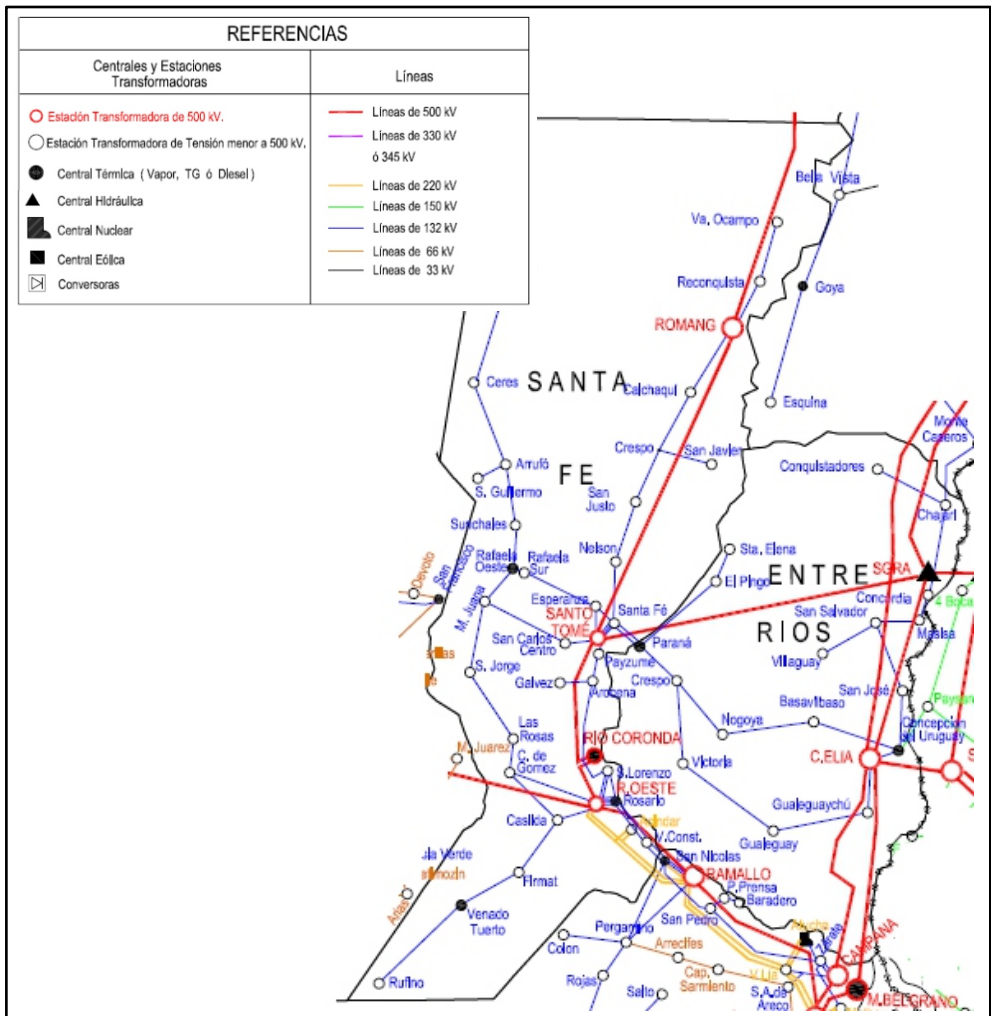
La región del Litoral está integrada por las provincias de Santa Fé y Entre Ríos. En cuanto al servicio eléctrico, el LIT consumió durante el año 2008 un 11,7% del total del país. Se trata de una región que ocupa 211 788 km² (7,6% de la superficie del país). La población es aproximadamente de 4 450 000 habitantes, representando 11,3% de la población total de Argentina.

Transporte del Polo Energético de la Región

La red de transporte eléctrico de la región LIT, está configurada en distintos niveles de tensión: alta, media y baja tensión. En donde el sistema eléctrico de alta tensión, el SADI, lo opera TRANSENER.

Distribución

Las distribuidoras en la región del Litoral se mencionaron en el Boletín Energético N° 21. Se listan, como información adicional a la descrita en la publicación correspondiente, las cooperativas de Concordia y de Gualeguay; y a la empresa EPESF, que vende energía en bloque a Cooperativas de Servicio Público de Distribución en los departamentos: 9 de Julio, Belgrano, Caseros, Castellanos, Constitución, Garay, General López, General Obligado, Iriondo, La Capital, Las Colonias, Rosario, San Cristóbal, San Javier, San Jerónimo, San Justo, San Lorenzo, San Martín y Vera.



Potencia Instalada del LIT

Las tecnologías instaladas en la región son: turbinas de gas (TG), turbinas de vapor (TV), ciclos combinados (CC), motores diesel (DI) y centrales hidroeléctricas (HI).

La potencia instalada unificada al SADI en la región del Litoral es de 2140 MW.

EMPRESA	CENTRAL	TV	TG	CC	DI	TER	NU	HID	TOTAL
ENARSA	C.T.COLON				13	13			13
	C.T. RAFAELA				19	19			19
	C.T. V.TUERTO				19	19			19
	C.T. PARANA		40			40			40
	C.T C.DEL URUGUAY		42			42			42
AES PARANA	AES PARANA			845		845			845
SORRENTO	SORRENTO	217				217			217
S.GRANDE(ARG)							945		945
TOTAL		217	82	845	51	1195		945	2140

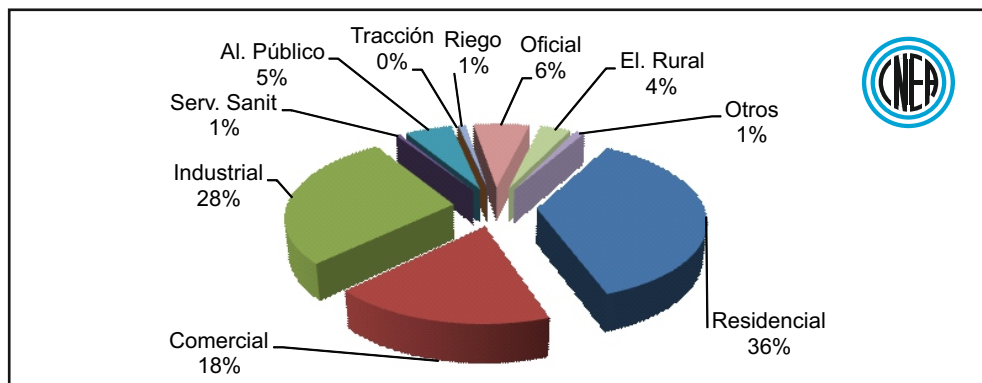
Fuente: Informe Mensual diciembre de 2010. CAMMESA

Consumo Eléctrico por Provincias

A continuación se presenta la distribución de la demanda eléctrica del Litoral por provincias, desagregada por departamentos.

Entre Ríos

En los siguientes gráficos se presenta la distribución de la demanda eléctrica de la provincia de Entre Ríos por usos y departamentos, extraída del Informe Estadístico del Sector Eléctrico 2008, elaborado por la Secretaría de Energía.

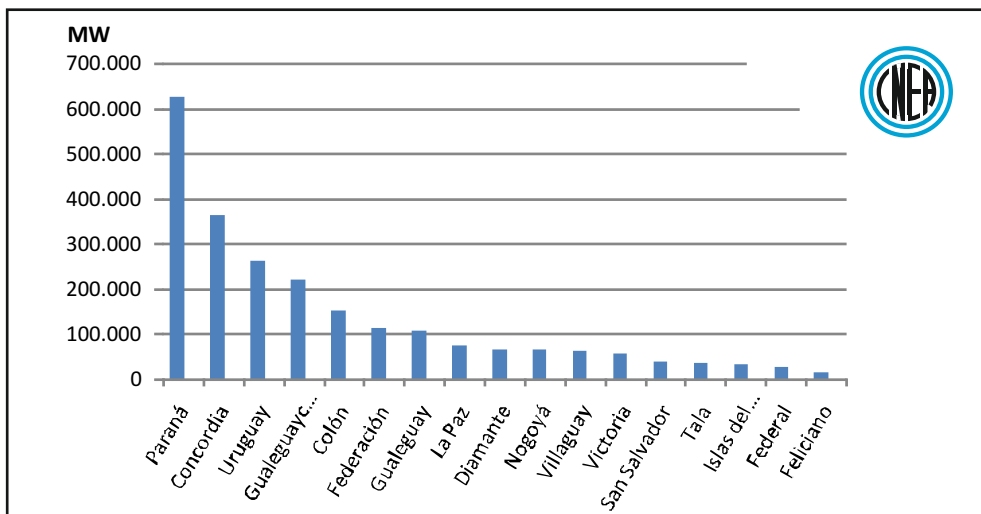


Demanda Eléctrica - Entre Ríos Año 2008

Departamento	Total	Residencial	Comercial	Industrial	Serv. Sanit	Al. Público	Tracción	Riego	Oficial	El. Rural	Otros
Colón	149.026	46.596	24.218	61.754	0	5.884	0	393	6.580	1.269	2.331
Concordia	362.130	118.293	61.232	149.491	8.219	13.101	0	659	8.902	1.126	1.108
Diamante	63.693	23.723	14.133	13.841	0	4.662	0	0	5.098	1.725	510
Federación	112.126	42.791	26.014	21.813	0	6.579	0	1.182	7.118	4.873	1.756
Federal	23.128	12.934	3.991	96	0	1.804	0	292	2.183	1.680	147
Feliciano	11.979	6.116	1.709	307	0	1.064	0	940	699	1.097	47
Gualeguay	105.768	36.413	18.988	33.013	0	6.816	0	0	5.615	4.240	683
Gualeguaychú	217.811	79.361	27.771	92.742	0	8.203	0	220	4.029	5.010	476
Islas del Ibicuy	28.618	12.934	3.991	5.587	0	1.804	0	292	2.183	1.680	147
La Paz	70.342	33.239	14.759	5.605	1.706	3.752	0	0	4.446	6.283	553
Nogoyá	61.402	19.912	9.841	21.466	227	2.809	0	0	3.596	3.004	547
Paraná	626.516	246.852	135.095	100.276	472	42.982	0	9	67.674	20.982	12.175
Tala	32.480	14.800	5.403	2.919	51	2.524	0	37	2.225	3.487	1.036
Uruguay	259.952	73.590	34.865	107.431	93	11.835	0	2.247	13.270	14.944	1.678
Victoria	54.735	23.209	14.379	6.712	0	2.475	0	0	4.352	2.368	1.241
Villaguay	60.267	25.580	10.885	8.919	0	2.686	0	3.830	4.186	3.613	567
San Salvador	37.138	10.816	5.636	6.241	0	1.950	0	8.756	1.455	2.015	269

TOTAL ENERSA	1.450.702	577.990	263.015	335.820	0	90.540	0	14.420	125.020	20.349	23.548
TOTAL GUMEM	207.173	0	28.889	178.284	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL COOPERATIVAS	619.236	249.168	121.007	124.108	10.767	30.390	0	4.436	18.592	59.047	1.722
TOTAL PROVINCIA DE ENTRE RIOS	2.277.111	827.159	412.911	638.212	10.767	120.930	0	18.856	143.612	79.396	25.270

Extraído del Informe Estadístico del Sector Eléctrico 2008, elaborado por la Secretaría de Energía [MWh].



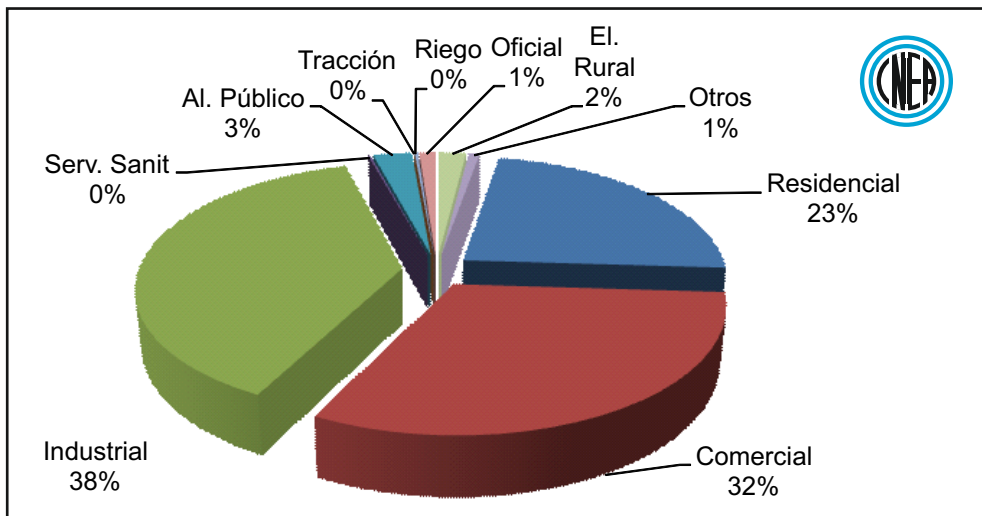
Demanda Eléctrica Regional - Entre Ríos Año 2008

El 27,5% del consumo eléctrico de Entre Ríos corresponde a lo demandado por Paraná, le sigue el departamento de Concordia con el 15,9%, Uruguay con el 11,4%, Gualeguaychú con el 9,6%, Colón con el 6,5%, y finalmente el resto de los departamentos que consumen entre el 0,5% y 4,9% de la electricidad ofertada.

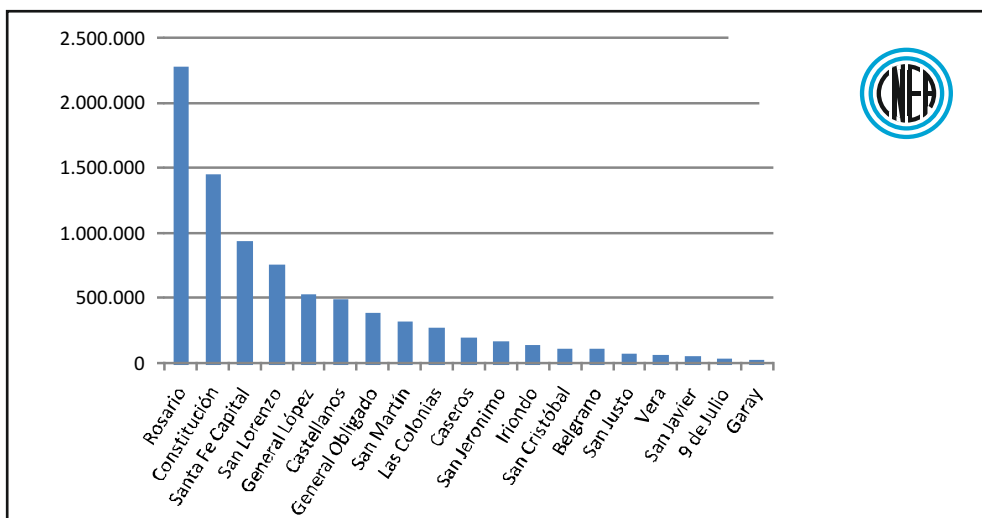


Santa Fe

En los siguientes gráficos se presenta la distribución de la demanda eléctrica de la provincia de Santa Fe por usos y departamentos, extraída del Informe Estadístico del Sector Eléctrico 2008, elaborado por la Secretaría de Energía.



Demanda Eléctrica - Santa Fe Año 2008



Demanda Eléctrica Regional - Santa Fe Año 2008

Departamento	Total	Residencial	Comercial	Industrial	Serv. Sanit	Al. Público	Tracción	Riego	Oficial	El. Rural	Otros
9 de Julio	29.937	14.140	7.101	1.049	0	2.887	0	36	1.010	3.206	509
Belgrano	102.756	33.166	30.002	24.538	1.288	5.491	0	520	2.191	4.599	961
Caseros	186.817	59.287	49.665	60.965	477	6.608	0	650	3.610	3.439	2.116
Castellanos	484.879	122.142	229.878	61.700	0	25.244	0	284	6.751	33.891	4.988
Constitución	1.445.396	52.793	34.184	1.339.678	435	7.994	0	3.556	2.403	2.687	1.666
Garay	21.244	8.802	6.132	1.051	0	923	0	176	680	3.245	233
General López	520.591	135.721	91.289	237.647	4.564	25.490	0	251	6.394	16.627	2.607
General Obligado	377.102	93.453	113.343	148.764	1.290	6.355	0	734	4.515	6.085	2.563
Irondo	133.512	41.276	45.223	22.589	1.063	10.185	0	1.023	2.768	5.247	4.136
La Capital	934.953	307.724	310.727	259.251	0	18.533	0	2.712	19.697	3.796	12.513
Las Colonias	262.473	64.952	119.074	30.121	86	14.359	0	952	4.352	26.699	1.878
Rosario	2.267.337	700.681	1.019.752	432.150	2.003	60.391	0	2.409	23.107	4.463	22.382
San Cristóbal	106.719	43.011	28.080	3.016	0	8.835	0	19	3.319	19.394	1.046
San Javier	44.442	13.826	20.813	3.570	0	1.491	0	0	1.209	3.074	461
San Jeronimo	160.268	49.437	48.206	46.095	671	4.653	0	1.648	2.776	5.650	1.132
San Justo	62.585	23.511	24.410	1.399	0	5.133	0	1.192	1.756	4.568	616
San Lorenzo	748.465	81.376	363.582	278.862	261	13.071	0	1.390	4.730	2.745	2.448
San Martín	316.219	46.250	54.737	187.872	0	9.580	0	339	3.164	12.555	1.722
Vera	56.286	24.809	10.581	12.716	0	2.142	0	1.020	2.170	2.001	847

TOTAL EPEFSSA	4.875.056	1.676.402	2.415.829	323.070	0	184.512	0	18.452	88.142	109.438	59.212
TOTAL GUMEM	2.679.769	0	89.413	2.590.356	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL COOPERATIVAS	707.155	239.956	101.537	239.608	12.139	44.852	0	459	8.460	54.532	5.613
TOTAL PROVINCIA DE SANTA FE	8.261.980	1.916.358	2.606.778	3.153.033	12.139	229.364	0	18.910	96.601	163.970	64.826

Extraído del Informe Estadístico del Sector Eléctrico 2008, elaborado por la Secretaría de Energía [MWh].

El 27,4% del consumo eléctrico de Santa Fe corresponde a lo demandado por Rosario, le sigue el departamento de Constitución con el 17,9%, la Santa Fe Capital con el 11,3%, San Lorenzo con el 9,1%, y finalmente el resto de los departamentos que consumen entre el 0,3% y 6,3% de la electricidad ofertada.



Noticias

Rusia Construirá otros Dos Reactores para Central Nuclear de China

Rusia iniciará en 2011 las labores para la construcción del tercer y el cuarto reactor nuclear para la central de Tianwan (China), informó el director de la Agencia de Energía Atómica de Rusia (Rosatom), Serguei Kirienko, en Beijín.

"Las obras tienen que comenzar el año que viene", dijo Kirienko a la prensa en Pekín, donde se encuentra acompañando al presidente de Rusia, Dimitri Medvédev, en su visita de Estado.

Al mismo tiempo, el jefe de Rosatom declaró que de momento Rusia no contempla la posibilidad de construir nuevas plantas nucleares en Irán.

"Hasta ahora no hemos celebrado consultas de esa índole" dijo Kirienko, al tiempo de añadir que Moscú confía en salir victoriosa de un concurso para la construcción de la primera planta atómica de Jordania.

Kirienko señaló que Rusia posee "una ventaja competitiva" ante el resto de participantes, lo que aumenta sus probabilidades de ganar.

Fuente: RIANovosti - 2 de septiembre del 2010

Derrame de Petróleo en el Golfo de México se Convirtió en el Más Grande de su Historia

El enorme derrame de petróleo de BP se convirtió en el más grande de la historia en el Golfo de México, de acuerdo con las estimaciones máximas del gobierno de Estados Unidos, un récord siniestro que subraya la imperiosa necesidad de que la compañía petrolera detenga la fuga.

El petróleo que se ha derramado por dos meses y medio de un pozo averiado a 1,6 kilómetros (1 milla) de la superficie del mar alcanzó la marca de 532 millones de litros (140,6 millones de galones), con lo cual supera los 530 millones de litros (140 millones de galones) derramados por el pozo Ixtoc I en las costas de México de 1979 a 1980. Aún con la estimación más baja de Washington, hay por lo menos 271 millones de litros de petróleo (71,7 millones de galones) en el Golfo.

Resulta primordial dar seguimiento al total, en parte porque BP PLC, con sede en Londres, sería multada por cada galón derramado, dijo Larry McKinney, director del Instituto de Investigación del Golfo de México de la Universidad Texas A&M en Corpus Christi.

“Es importante conocer el número porque influye en la restauración y recuperación”, dijo McKinney.

El cálculo se basa en el rango máximo de barriles derramados por día estimado por el gobierno de Estados Unidos, menos la cantidad que BP dice haber recolectado del pozo con sistemas de contención. BP recuperó una cantidad de petróleo menor a la usual, unos 3 667 955 litros.

Medir el derrame ayuda a los científicos a determinar dónde está el petróleo, oculto bajo la superficie del mar e incluso pegado al lecho marino. El petróleo que no sale a la superficie daña diferentes partes del ecosistema.

“Es una cifra abrumadora desde cualquier punto de vista”, dijo Ed Overton, profesor de estudios ambientales de la Universidad Estatal de Louisiana que asesora al gobierno de Estados Unidos sobre derrames de petróleo. “Será mucho mayor a Ixtoc para cuando se termine”.

Fuente: AP -1 de julio del 2010

Conferencia de la Unión Europea: 500 Ciudades se Comprometen a Reducir el CO₂ en más del 20%

Más de 500 alcaldes europeos se comprometieron a reducir las emisiones de CO₂ en más del 20% para el año 2020, a través de un acuerdo para ahorrar energía, fomentar las energías renovables y aumentar la concientización de sus ciudadanos, en presencia de la presidencia de la Comisión Europea formada por José Manuel Barroso y José Luis Rodríguez Zapatero (Primer Ministro español). El Acuerdo de Los Alcaldes es una iniciativa de la Comisión, apoyada por el Parlamento Europeo y el Comité de las Regiones.

Günther Oettinger, responsable de la Comisión de Energía, dijo: "El Acuerdo de Los Alcaldes se ha convertido en un elemento clave de la política energética sostenible de la Unión Europea (UE). Algunas regiones y ciudades están demostrando que la mitigación del cambio climático es una de las mejores estrategias económicas de recuperación. La inversión en la reducción de emisiones de CO₂ y la eficiencia energética, crea puestos de trabajo que por su naturaleza no pueden ser deslocalizados". La Declaración compromete a analizar cuanto CO₂ se emite en este momento, indicar cómo van a llegar a la meta y evaluar sus acciones. También se comprometieron a concientizar a los ciudadanos y a compartir las mejores prácticas. La ciudad de Heidelberg, por ejemplo, ha reducido sus emisiones de CO₂ casi un 40% en los edificios públicos a través de estaciones de monitoreo energético y grupos dedicados a la energía en las escuelas. La ciudad de Riga, utiliza el gas metano producido en el vertedero de residuos de la ciudad para producir electricidad, y Amberes utiliza un depósito industrial reformado como muestra de construcción sustentable y centro de exposiciones para los ciudadanos.

Las autoridades locales tienen un papel clave en la mitigación del cambio climático, ya que más de la mitad de las emisiones de gases de efecto invernadero, se crean en las ciudades donde el 80% de la población vive y trabaja, consumiendo hasta un 80% de la energía total.

Fuente: Portal europeo sobre la energía-3 de mayo 2010.

Gobierno de Chile Afina Ley que Creará Ente Regulador de Energía Nuclear

Pese a que el gobierno de Sebastián Piñera manifestó abiertamente que no se tomaría una decisión respecto a desarrollar o no la energía nuclear en el país durante su administración, sí se optó por avanzar en otros temas tendientes al cierre de brechas.

Es así como el ministro de Energía, Ricardo Raineri aseguró que hacia el primer semestre de 2011 se enviará el proyecto de ley que creará un organismo regulador independiente que estará encargado de asegurar que existan los más altos estándares de seguridad en la operación de energía nucleoelectrica.

El proyecto modificará la Ley 16.319 que creó la Comisión Chilena de Energía Nuclear (CChEN). En ese sentido, precisó, durante la firma de un convenio de cooperación con la Universidad de Santiago de Chile, que "estamos bastante avanzados en esa materia, en el sentido que ya contamos con los lineamientos de lo que sería la modificación legal que crea este organismo independiente y esperamos, durante el primer semestre del próximo año, enviar ese proyecto al Congreso, porque pensamos que es fundamental para avanzar en el cierre de brechas entre lo que estamos hoy y lo que requerimos para, eventualmente, tomar la opción de construir una central nucleoelectrica".



Características: según el ministro de Energía, Ricardo Raineri, este nuevo organismo, que se desprenderá de la CChEN, "va a estar encargado de todo lo que es la seguridad nuclear y debe ser un organismo que cumpla con la independencia suficiente, para que su principal objetivo sea responder a los más altos estándares de seguridad nuclear, ya sea para un reactor nuclear de potencia como también para otro tipo de instalaciones nucleares como las que se utilizan en ámbitos de la salud, u otras instalaciones menores".

Agregó que "el objetivo es crear un organismo que cuente con el poder adecuado para dar a todos la certeza de que se están usando los más altos estándares de seguridad".

Agenda con Francia: el presidente Piñera firmó hace unos meses un acuerdo marco con el gobierno francés a fin de poder fomentar la creación de capital humano, necesario para el desarrollo de la nucleoelectricidad. Por este motivo es que Raineri viajará a Francia para "fijar una agenda de trabajo en temas específicos para traducir el acuerdo en acciones concretas".

Fuente: Portal Minero, Chile – 21 de diciembre de 2010.

Los temas de este boletín fueron elaborados con datos propios y datos extraídos de informes de CAMMESA, OIEA, Nucleoeléctrica Argentina SA, Foro de la Industria Nuclear Española, Nuc Net, Banco Mundial, INDEC y la Secretaría de Energía de la Nación, emitidos hasta diciembre de 2010.

Elaborado por la Subgerencia de Planificación Estratégica
Gerencia de Planificación, Coordinación y Control

Comisión Nacional de Energía Atómica

Av. Libertador 8250 (C1429BNP) CABA

Centro Atómico Constituyentes

Av. General Paz 1499 (B1650KNA), San Martín, Buenos Aires

Tel: 6772-7422/7419/7526/7869 Fax: 6772-7529

E-Mail: rey@cnea.gov.ar

coppari@cnea.gov.ar

<http://www.cnea.gov.ar>