

Ingeniería Eléctrica Explicada

Un espacio que tiene como objetivo explicar ,por medio de noticias,imagenes y videos, conceptos de Centrales eléctricas,líneas de transmisión y estaciones transformadoras. Tambien algunas cosas de Electrónica Industrial,Automatización y Electromecánica.

Mostrando entradas con la etiqueta **Centrales Térmicas**. [Mostrar todas las entradas](#)

sábado, 2 de mayo de 2015

Argentina: En Río Turbio construyen una central a carbón, pero funcionará con gas

Corrían los últimos meses del año pasado y en la Casa Rosada se ilusionaban con festejar el Día del Minero con un acto que quedaría para el recuerdo: aquel 4 de noviembre se encendería en Santa Cruz la Central Térmica Río Turbio, una moderna usina que funciona a carbón. Pero el acto se suspendió y se pasó para este 1° de mayo, Día del Trabajador. Ayer, tampoco se hizo.

No era conveniente que la central en la que se invirtieron algo más de US\$ 700 millones, y que sólo fue concebida para asegurar la subsistencia de la mina del mismo nombre, no tuviera su insumo básico: el carbón.

Aunque el Ministerio de Planificación lo negó en varias ocasiones, Yacimientos Carboníferos Río Turbio (YCRT), una empresa intervenida por el Estado, **no está en condiciones de abastecer el carbón que necesita la usina**. Por eso, en un gesto casi desesperado, le pidió a la Casa Rosada que le permita también funcionar a gas, según muestra un documento obtenido por LA NACION. Hasta ahora, el Gobierno nunca había confirmado ese cambio.

Lejos de los reconocimientos públicos, Planificación ya puso en marcha el plan para adaptar a gas la central. La nota 43.779 de YCRT, con fecha del 22 de enero pasado, lo explica en un título cuya referencia es paradójica: "Abastecimiento de gas natural a la obra «construcción, bajo la modalidad llave en mano, de una (1) central termoeléctrica a carbón»". La carta fue impresa para ser enviada un día después y llegó a la mesa de entradas de la Secretaría de Energía el 26 de enero. La firma Miguel Ángel Larregina, coordinador de YCRT, y está dirigida a varios funcionarios.

Entre ellos, al presidente de Servicios Públicos S.E. de la provincia de Santa Cruz, con copias a la secretaria de Energía, Mariana Matranga, al interventor en el Enargas (el ente que regula el sector gasífero), Antonio Pronsato, y a Segundo Santana, presidente de Distrigas.

En dos carillas y media, el funcionario da explicaciones precisas sobre la necesidad de que la usina a carbón funcione también a gas, un combustible distinto del que fue tenido en cuenta para diseñar y construir el proyecto. "Le solicito tenga a bien considerar el proyecto de abastecimiento de gas natural por un caudal horario total de 64.764 m³/hora [metros cúbicos por hora], a la obra mencionada ut-supra, lo cual nos otorga la posibilidad de operar con combustible dual las máquinas de la Central Termoeléctrica Río Turbio", explica Larregina. Del número solicitado por el funcionario, se desprende que YCRT no sólo busca un suministro ocasional de gas, sino permanente. Si se cumpliera su pedido, en un día la usina consumiría 1,5 millones de metros cúbicos de gas, una cifra importante.

LA NACIÓN intentó comunicarse con YCRT y con Planificación, pero en ningún caso obtuvo respuesta.

A medida que la central se completaba, crecían los rumores en torno a la obra y el proyecto sobre la posibilidad de que no se pueda abastecer.

Bienvenidos al Blog!

El Blog es sin fines de lucro. Si desean participar pueden hacerlo mediante fotos o videos.

A las Empresas,Laboratorios o Cátedras que deseen promocionar sus productos, servicios o darse a conocer pueden hacerlo escribiendo **artículos técnicos**.

Remitir material a
lucasbruno007@hotmail.com

Buscar en este blog

Etiquetas

- Aisladores (19)
- Aparatos BT (11)
- Barras colectoras (3)
- Baterías y Servicios auxiliares (10)
- Bobina de onda portadora (7)
- Cables (9)
- Capacitor de acoplamiento (5)
- Celdas de MT (11)
- Centrales Hidroeléctricas (55)
- Centrales Térmicas (14)
- **Combustibles alternativos** (6)
- **Compensación del FP** (1)
- **Descargador de sobretensión** (13)
- **Diagramas unifilares** (5)
- **Ecología y medio ambiente** (41)
- **Electromecánica y termomecánica** (5)
- **Electronica Industrial y Automatización** (13)
- **Electrotécnia** (1)
- **Energía eólica** (91)
- **Energía geotérmica y Biomasa** (26)
- **Energía marina** (4)
- **Energía nuclear** (59)
- **Energía solar** (39)
- **Equipos de prueba** (2)
- **Esquemas de conexión** (2)
- Fallas (8)
- **Fundación** (5)
- **Hilo de guardia** (6)
- **HVDC** (3)
- **Ingeniería y Sociedad** (1)
- Interruptores de potencia (8)

Pese a la fuerte inversión en maquinaria y a la logística, la empresa produce alrededor de 100.000 toneladas de carbón por año, pero esa cantidad la necesita por mes para que las calderas produzcan al 100% de su capacidad instalada.

Decisión avanzada

El año pasado ya empezaron los movimientos para la adaptación de las instalaciones. A mediados de 2014, una delegación del Ministerio de Planificación viajó a Estados Unidos. Fueron a las oficinas de Foster Wheeler Global Power Group, la firma a la que se le compraron las calderas. La pregunta fue simple: ¿puede funcionar a gas? La respuesta, también: sí, pero hay que adaptarla. De regreso a Buenos Aires, el expediente siguió su curso. Se encargó la ingeniería del proyecto de conversión y luego se giró al Ministerio de Economía para que se autorice el giro de dólares al exterior. Allí la cuestión se trabó. La interna entre los ministros de Planificación, Julio De Vido, y el de Economía, Axel Kicillof, se posó en medio de las urgencias. El titular del Palacio de Hacienda pidió explicaciones para saber para qué se reclamaban los fondos. Inmediatamente después, pidió cotización al fabricante de las calderas para saber si era posible y, en su caso, el costo. Kicillof recibirá el presupuesto por estos días.

Cerca de De Vido, resignados por la pérdida de poder del ministro, decidieron esperar. Sucede que las piezas industriales que se deberían fabricar aún no ingresaron en la línea de producción de Foster Wheeler, algo que sólo ocurrirá cuando se confirme el pedido. Desde ese momento, el tiempo de producción es de alrededor de ocho meses. Luego vendrá el montaje de las piezas que durará, según los técnicos, otros cuatro meses más. Ya no habrá usina que produzca al 100% durante la gestión de De Vido. Una cinta menos que cortar.

Los problemas de la central para generar a carbón son una mala noticia en términos económicos. El proyecto fue presentado como una alternativa para reducir la importación de energía, dado que el mineral se produciría en el país. Pero nada de eso sucederá: cuando se enciendan los quemadores a gas, se usará el combustible importado de Bolivia o por los barcos que llegan a Escobar y Bahía Blanca.

La usina siempre contempló el uso de gas para el encendido, pero no para un funcionamiento más prolongado. Según los manuales de uso de la obra, las calderas deben llegar a 30% de su capacidad a gas o gasoil. Recién entonces, se puede quemar carbón. Justamente para ese fin se construyó una enorme cisterna para almacenar gasoil para esos momentos. Claro que para un suministro continuo, el abastecimiento mediante camiones llenos de combustibles planteaba un problema complejo. ¿Cómo ingresarán en invierno con las rutas congeladas? Sin respuesta para el interrogante, se optó por el gas.

Por eso es que la nota de Larregina reclama el suministro de gas como una condición necesaria para su funcionamiento: "Para garantizar la funcionalidad del sistema, resulta necesario que la máquina en cuestión tenga altos índices de productividad, y para ello es menester la adquisición y provisión de un combustible alternativo", sostuvo.

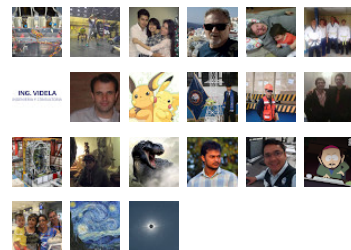
Casi desde los orígenes de la iniciativa, algunas voces críticas rechazaron el proyecto por las condiciones del carbón de Río Turbio. Entre otras cosas, decían que su poder calórico y la capacidad de producción de la mina no respondían a las necesidades de una central de esas características. De Vido, en uno de sus habituales comunicados de "desmentida" con el que responde al periodismo, se esmeró para dar por tierra esos argumentos. "Vuelven a demostrar su espíritu porteñocéntrico, ya que cuestionan que se invierta en infraestructura para desarrollar las zonas más alejadas y postergadas", reprochó para desmentir una nota que publicó LA NACIÓN en enero de 2013. Un par de años después, fue su propio funcionario quien hizo un diagnóstico más duro que cualquier otro crítico: "El carbón tiene varios procesos desde que se extrae hasta que llega a la caldera los mismos resultan difíciles de amalgamar, ya que el mineral mencionado varía en cuanto a su composición, su valor calórico y su granulometría [el tamaño de las partículas] y la variación de cualquiera de estos componentes modifica en definitiva la posterior combustión de la caldera, y que de acuerdo con la magnitud de esta perturbación, ésta puede ocasionar el fuera de servicio de la unidad -dice el texto-. Es aquí donde resulta esencial la provisión de gas de referencia y toma mayor relevancia la solicitud en trato, ya que, a través de la misma, se estaría garantizando una alternativa al carbón". Al final de la nota, el funcionario vuelve a insistir en que el uso del gas haría a la central "más confiable y segura en su operación".

La central de Río Turbio tiene en sus orígenes una fatalidad. En 2004, cuando Néstor Kirchner era presidente, 14 mineros murieron por un incendio en una de las galerías. El ex presidente contuvo las críticas con la promesa de la usina y con una montaña de billetes. Tan sólo el año pasado recibió 1550 millones de pesos para gastos corrientes y 644,5 millones para inversiones. La mayor parte se destinó al pago de personal: 1512 millones, más del doble de lo que se usó para inversiones.

- [Lineas de transmisión](#) (63)
- [Lineas y distribucion MT](#) (11)
- [Mercado Energético](#) (21)
- [Miscelanea](#) (26)
- [Noticias](#) (362)
- [Obra civil](#) (7)
- [PAT y Malla de PAT](#) (14)
- [Postes y estructuras](#) (16)
- [Reactores](#) (2)
- [Salida de línea](#) (3)
- [Seccionadores](#) (15)
- [Seguridad eléctrica](#) (8)
- [Subestación transformadora Móvil](#) (3)
- [Subestaciones GIS](#) (6)
- [Tendido de líneas eléctricas](#) (4)
- [Trabajo con tensión](#) (7)
- [Transformador de tensión](#) (2)
- [Transformadores](#) (43)
- [Transformadores de corriente](#) (8)
- [Videos](#) (19)

Seguidores

Seguidores (429) [Siguiendo](#)



[Seguir](#)

Archivo del blog

- ▼ [2015](#) (2)
 - ▼ [julio](#) (1)
 - [Argentina: Cómo se vive en los pueblos solares de ...](#)
 - [mayo](#) (1)
- [2014](#) (3)
- [2013](#) (11)
- [2012](#) (35)
- [2011](#) (108)
- [2010](#) (301)
- [2009](#) (85)

Blog amigos

- [A Engenharia no Dia a Dia](#)
- [Blog Cirprotec](#)
- [Electricidad/Electricitat](#)
- [Ingeniería eléctrica y tecnología](#)

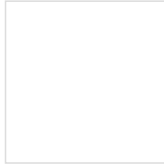
Mi Universidad



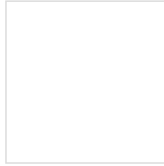
Visitas desde el 12/12/09

Tomado del diario [La Nación](#) de Argentina.

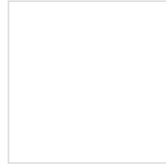
Quizás también le interese:



Argentina: En Río Turbio construyen una central a ...



Funcionamiento de una central termoeléctrica



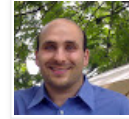
España: Microalgas que devoran CO2 en centrales térmicas

[Linkwithin](#)

	196,575		58,828
	152,613		40,562
	144,665		34,344
	102,331		18,149
	96,804		11,277
	77,035		10,084

FLAG counter

Administrador



Lucas G. Bruno

Soy Ingeniero eléctrico y docente. Vivo en la ciudad de La Plata. Provincia de Buenos Aires. Argentina.

[Ver todo mi perfil](#)

Publicado por Lucas G. Bruno en **12:40**

No hay comentarios:



Etiquetas: Centrales Térmicas, [Noticias](#)

jueves, 14 de julio de 2011

Gener: es un mito que la matriz energética en Chile se está carbonizando



En un año en el que el mix de generación eléctrica se ha caracterizado por la fuerte presencia de las fuentes térmicas - superando incluso el 60%-, el gerente general de **AES Gener**, Felipe Cerón, realizó una férrea defensa de este tipo de energía y aseguró que con el paso de los años y la incorporación de tecnologías **“la generación a carbón con los sistemas de abatimiento y con las normas, creo que también tiene características de energía limpia”**. Pese a

eso, aseguró que está dentro de sus planes diversificar su matriz con mayor presencia de energía hidroeléctrica, la que desarrollarán en la zona central del país, principalmente con centrales de pasada de hasta 200 MW.

El ejecutivo precisó que es un error hablar de carbonización de la matriz, pues en nuestro país la proporción de generación con base térmica es mucho menor que el promedio mundial.

- ¿Cómo enfrentan las críticas a la generación térmica que se han dado en el último tiempo?

- La generación a carbón en general es por lejos la principal fuente de generación eléctrica en todo el mundo, en particular en Estados Unidos, Europa y en los grandes mercados emergentes de Asia, y se sigue avanzando en esos mercados en construcción de centrales a carbón. Es una generación bastante tradicional y que se ha ido haciendo cada vez más amistosa con el medio ambiente, con nuevas tecnologías que incluso se están incorporando ahora en Chile.

- ¿Pero se ha hablado de estar carbonizando la matriz energética nacional?

- Creo que hay bastante de mito en el tema de la carbonización. En Chile la proporción de generación a carbón es bastante más baja de lo que es el promedio mundial. También creo que hay un mito en el tema de que no es limpia, dados los niveles de tecnología que hay en la actualidad el nivel de emisiones de la generación a carbón es cada vez más baja. En los países desarrollados hasta se ve en medio de las ciudades, y con los niveles de abatimiento que hay, eso funciona perfectamente bien.

- ¿Considera que se debiese reducir la presencia de energía térmica en la matriz, más allá de que sea su negocio?

- Lo que pensamos es que el país, tal como pasa en todas partes, necesita de todas las fuentes de energía, no puede ser sólo térmica a carbón, ni térmica a petróleo, ni hidroeléctrica, ni sólo ERNC. Creo que necesitamos de todas las fuentes de energía y lo más importante es tener una matriz diversificada, porque eso nos da más estabilidad en cuanto a

la disponibilidad y en cuanto a los costos.

- ¿Entonces están considerando ampliar su presencia en hidroelectricidad?

- A nosotros nos interesa diversificar más nuestra matriz. Como compañía tuvimos una respuesta muy rápida, muy eficiente a lo que provocó toda la crisis del gas argentino, donde se produjo una situación de falta de generación eficiente muy importante. A más mediano plazo sí estamos incorporando proyectos hidroeléctricos, el más avanzado que tenemos es Alto Maipo, pero estamos contemplando más iniciativas de este tipo. Tenemos diversos derechos de agua en el SIC y estamos empezando a desarrollar esos proyectos. Son centrales de pasada, no tan grandes como Alto Maipo (560 MW), pero de distintos tamaños. Hay iniciativas. Tenemos contempladas de 100 MW o 200 MW.

- ¿Tienen una meta de generación hidroeléctrica?

-No tenemos una meta en particular de un porcentaje, pero sí nos gusta tener diversificación, pensamos que es bueno para nosotros, para el sistema y para el país tener un portafolio diversificado.

Altos precios de energía

- ¿Cómo analiza la situación de altos precios que se ha dado durante este año?

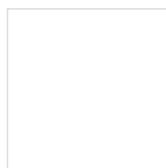
-En particular este año se ha estado viviendo una situación de precios -no de contratos- en el mercado mayorista que son altos, pero eso viene dado por una sequía bastante extrema y además porque se ha atrasado la construcción de una capacidad de generación de alrededor de 1.000 MW que corresponde a alrededor del 15% de la demanda del SIC. Son las centrales de Endesa y Colbún -atrasadas por el terremoto y tsunami del 27 de febrero de 2010- y nuestra central Campiche que estuvo paralizada por un tema de su permiso ambiental. Considerado eso, 15% de la demanda es un impacto muy importante que debiese resolverse en los próximos meses.

- Pese a que es un poco incierto, ¿cuándo considera que se podría empezar a notar una baja en los precios?

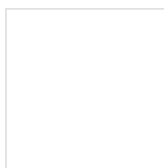
- Con la hidrología uno nunca sabe y si bien tiene muchas ventajas, la debilidad de la generación hidroeléctrica es la incertidumbre. Pero lo que da más estabilidad en el largo plazo va a ser la incorporación de las tres centrales térmicas, esa generación térmica de base va a ser muy relevante.

Tomado del portal chileno [Diario Financiero](#)

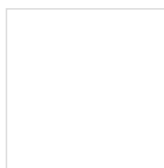
Quizás también le interese:



El potencial eólico que posee la Argentina es enorme



Chile: Centrales hidroeléctricas: ¿Una solución para la ...



Argentina: El parque eléctrico debe ampliar su capacidad ...

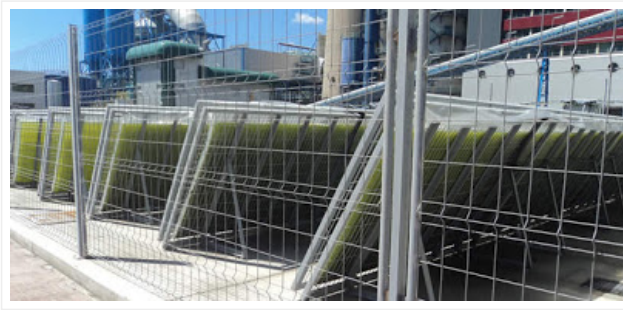
Linkwithin

Publicado por Lucas G. Bruno en [21:36](#) [No hay comentarios:](#)

Etiquetas: Centrales Hidroeléctricas, Centrales Térmicas, [Noticias](#)

miércoles, 25 de mayo de 2011

España: Microalgas que devoran CO2 en centrales térmicas



La central térmica Litoral del pueblo costero de las Carboneras, en Almería, funciona a «medio gas». Debido a la obligatoriedad impuesta por el Gobierno de consumir carbón nacional, sólo una de las dos calderas calienta el agua que –gracias al principio de que «la energía ni se crea ni se destruye, sólo se transforma»–, generará electricidad. En un año de producción media, la friolera de «entre seis y siete mil GW», en palabras de José Ribelles, director de la planta, exclusivamente con carbón de importación.

Pero no es esto lo que hace especial a Carboneras. En el perímetro de la planta, Endesa ha ubicado la **primera instalación de ensayos de microalgas capaces de alimentarse del CO₂ generado por la combustión del carbón de la central**; unos 1.000 m² que, en una segunda fase (iniciada esta semana) se ampliarán en una cantidad similar, añadiendo no sólo más zonas de cultivo, sino también una biorrefinería de la que saldrán biodiésel, bioetanol, fertilizantes y otros productos derivados.

España, y Almería en particular, tienen un gran potencial para el cultivo de microalgas. Según estimaciones de Endesa se podría producir entre 130 y 300 kg de aceite de biodiésel por hectárea y día, aunque aquí, de momento, el cultivo en ensayo ocupa 13 m³, en una proporción de 80 por ciento de agua y 20 de biomasa (una pasta verdosa) y con una relación de «un gramo por litro, lo que daría lugar a 13 kg», explica Emilio Molina, del departamento de Ingeniería Química de la Universidad de Almería.

Durante la primera fase de instalación y montaje, las pruebas de laboratorio hicieron a los técnicos decidirse por un monocultivo de *Nannochloropsis gaditana*; especie fuerte y óptima según detallan en la planta. En el área de los biorreactores (en este momento 15), las algas realizan la fotosíntesis en unos paneles que recuerdan a los solares por la inclinación, mientras reciben los nutrientes, el agua y los gases que la harán crecer el tiempo correcto, en las condiciones más favorables de temperatura y PH: «La temperatura de crecimiento óptima es de 30 grados, por encima pueden morir y si es más baja, quedan en estado latente. Hay que decidir el tiempo de residencia, aunque lo ideal sería el cultivo continuo; entran nuevas algas y salen las maduras por rebose», afirma María Álvarez, responsable del proyecto. El objetivo es capturar el máximo posible del CO₂ residual de la central, que se calcula en 850 kg por MWh producido.

En medio acuoso

Hasta estas «bolsas» llegan los nutrientes, el aire atmosférico que sirve para que el cultivo crezca de forma homogénea y reciba sol por igual, sin que se decante o quede adherido al plástico, el CO₂ para el engorde del alga y las «semillas» de la especie, en caso de necesidad. Cada uno de ellos por una tubería diversa. En el caso del CO₂, **la particularidad es, primero que está enganchado a la combustión de la central, de donde se extrae y segundo, que se inyecta con agua de mar.**

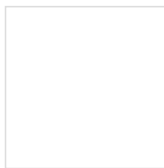
Esta patente de Endesa responde a varios factores. La cercanía del mar es una de ellas. Parte de la misma agua que se utiliza en la central térmica para refrigeración (120.000 m³/h que se devuelven al mar cinco grados por encima del punto de entrada) se canaliza para el cultivo.

Una vez demostrado que las algas sobreviven (primera fase del proyecto de investigación Cenit), evitan traer agua depurada. Por otro lado, esta inyección intermedia del gas al medio acuoso anula las pérdidas de la introducción directa en las sacas y mejora la voracidad del alga. «Cuando sube el PH del agua significa que las plantas tienen hambre y han consumido todo el CO₂», explica Juan Carlos Ballesteros, subdirector de I+D de Endesa. Todo está automatizado, cada tres reactores, un panel de control mide el PH, la temperatura del medio (depende de la incidencia del sol) y la necesidad de nutrientes y envía la orden a los conductos de almacenamiento de soltar contenido.

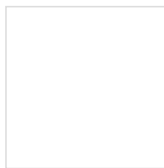
Una vez cosechada la biomasa tendrán lugar en un futuro las labores de valorización; la obtención de productos gracias al refinamiento de los lípidos, las vitaminas o proteínas de las algas. **A partir de ahora se abren varios campos para la investigación en la planta de ensayos: aumentar la zonas de cultivo con otras modalidades de biorreactor; diversificar las especies en función de los resultados y de los productos que se quieran obtener y maximizar la captura de CO₂.**

Tomado del diario [La Razón](#) de España.

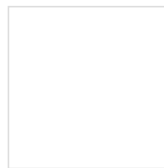
Quizás también le interese:



El Reino Unido
anuncia un
ambicioso plan
para almacenar ...



Biomasa y
geotermia:
energías
renovables con
futuro ...



México: Mitsubishi
construirá nueva
planta geotérmica
en ...

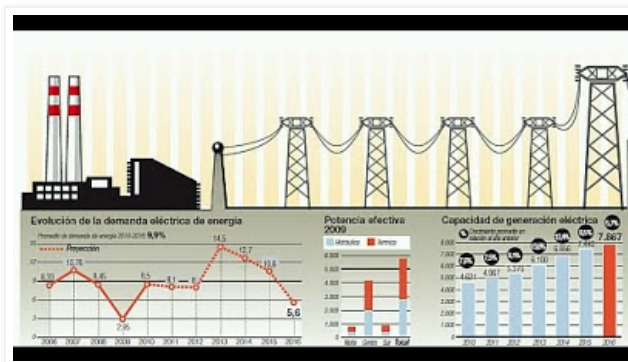
[Linkwithin](#)

Publicado por Lucas G. Bruno en [16:40](#) No hay comentarios:

Etiquetas: [Centrales Térmicas](#), [Ecología y medio ambiente](#), [Energía geotérmica y Biomasa](#), [Noticias](#)

viernes, 24 de diciembre de 2010

Perú: El mercado eléctrico es aún inestable: solo hay 6% de reserva para cubrir fallas



A muchos les cuesta reconocerlo, pero el sistema eléctrico es aún inestable. Si mañana el [gasoducto de Camisea](#) se rompiera, buena parte de Lima y otras ciudades del país se quedarían a oscuras. Igualmente, si una central hidroeléctrica como la del Mantaro tuviera que detenerse por una avería, no existe capacidad de producción para reemplazarla. ¿El resultado? Un recorte de energía.

Según datos del [Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional](#) (Coes-Sinac), el país solo cuenta con un 6% de reserva para responder a eventuales

fallas del sistema de generación eléctrica (falta de lluvias, desperfectos en las generadoras, mantenimientos, etc.), cuando **Osinergmin** cree que un sistema fiable debe tener un mínimo de 20% de reserva.

Para los siguientes dos años, la situación no parece cambiar mucho, César Butrón, presidente del Coes-Sinac señala que la reserva continuará siendo escasa hasta el 2013. Así, en épocas de estiaje (escasa caída de lluvias) las reservas serían menores a 3% y esto es lo más próximo a un recorte.

FALLAS DE SISTEMA

¿Qué ha hecho que el sistema se encuentre en una situación precaria? Hay muchos factores, el primero de ellos es el **crecimiento muy acelerado de la demanda**. En los últimos cinco años, la tasa promedio de crecimiento fue de 7% (a excepción del 2009 que solo creció en 2,9% por la crisis), lo que ha sorprendido al sistema. En ese sentido, las inversiones que se han dado no han sido las suficientes para atender la demanda.

Pero eso no es todo, se trata de un **sistema históricamente débil y con problemas constantes**. En el 2000, la zona sur tenía restricciones de energía, en el 2004 las generadoras no querían vender energía a las distribuidoras eléctricas por tener precios regulados bajos. En el 2008, hubo un nivel de reservas tan bajo (entre 1% y 2%), que se registraron cortes de energía y se restringió el abastecimiento a los grandes clientes libres (consumidores de más de 5 megavatios) como las mineras.

El especialista en temas eléctricos y ex gerente general de Enersur, **Klaus Huys**, indica que si en el 2008 no se hubiera detenido el incremento de la demanda por efecto de la crisis internacional, en este momento estaríamos lamentando más apagones y recortes de electricidad.

“El Perú ha tenido mucha suerte”, indica por su parte Eleodoro Mayorga, consultor energético de Laub & Quijandría. Sustenta esta afirmación por lo siguiente: la crisis ayudó a tomar un respiro al sistema y a repensar su situación, pero además porque en el preciso momento en que empezó a crecer la demanda apareció el gas de Camisea, que permitió atender rápidamente el abrupto crecimiento y a la vez tener precios aun bajos de energía.

En la actualidad, **cerca del 50% de la producción eléctrica es proporcionada por el gas natural, cuando lo ideal es que máximo tenga 35%**. Según Mayorga, el gasoducto es una vena aorta que alimenta a Lima y, de colapsar, la haría desfallecer.

En efecto, hay mucha dependencia del gas natural y una gran concentración de la producción eléctrica en la parte central del país, hecho que genera un riesgo. En ese sentido, **no se está balanceando la oferta con la generación hidroeléctrica**.

HAY AGUA, PERO

El potencial del Perú en hidroeléctricas supera los 55.000 megavatios (MW) esto es nueve veces más de lo que necesita hasta ahora el país. En otras palabras, hay suficiente agua y caídas de cuencas para construir este tipo de generadoras. La gran pregunta es: si hay potencial y demanda ¿Por qué las empresas no han invertido espontáneamente en generar oferta hidroeléctrica?

El ex viceministro de Energía, Pedro Gamio, indica que las empresas solo invierten en hidroeléctricas si **tienen la venta de su energía asegurada en el largo plazo**. El último proyecto: El Platanal, se construyó teniendo como grandes compradores a empresas como Cementos Lima y Aceros Arequipa, de las que son sus accionistas. Pero eso no es todo, Gamio indica que la aparición del gas natural de Camisea fue una bendición para el país pero una maldición para la construcción de las hidroeléctricas. **Porque las térmicas a gas son más rápidas de construir y más baratas**.

Según Gamio la construcción de una generadora hidroeléctrica tiene un costo por megavatio de US\$2 millones, abismalmente superior a los US\$350 mil de una

termoeléctrica.

En el 2008, el [Ministerio de Energía y Minas](#) intentó fomentar la construcción de hidroeléctricas con un dispositivo que premiaba con 15% más el pago por potencia a estas generadoras, pero aun con este incentivo no lograron competir con las termoeléctricas. Así, en las licitaciones de largo plazo que hicieron las distribuidoras eléctricas en los últimos dos años, solo un proyecto, Quitaraccsa de Enersur, es hidroeléctrico, el resto es termoeléctrico a gas.

Joaquín Ormeño, gerente general de la generadora SN Power indica que no se han dado las señales de precios adecuados para invertir en hidroeléctricas. En el sector existen tres tipos de precios: el regulado (a los consumidores abastecidos por las distribuidoras), los precios a los clientes libres y los precios spot o marginales (venta entre generadoras).

Ormeño indica que este último precio, que marca la señal en el mercado, ha sido manipulado por el retraso en la construcción de infraestructura en líneas de transmisión y por la congestión del gasoducto de Camisea. Así, el precio regulado es de 40 MW hora (MW/h), mientras que los generadores piden un precio por encima de 60 MW/h que les permitiría hacer rentable sus proyectos.

Asimismo, señala que los precios cada vez están más a la baja. Ormeño señala que en los últimos tres años la rentabilidad de las empresas se ha reducido en 5% y 6% pese a que venden más energía. Estas señales no motivan la inversión.

Ante esta situación, el Gobierno realizó una intervención directa en el mercado eléctrico: encargó a Pro Inversión la licitación de centrales hidroeléctricas. De esta manera, se garantiza a las ganadoras la compra de la energía eléctrica a un precio fijo de largo plazo. Esto les permite conseguir financiamiento. SN Power logró, vía este concurso, financiar la construcción de la central hidroeléctrica Chévez de 150 MW.

Así, el equilibrio que debería darse entre la oferta y la demanda en el libre mercado fue dejado de lado.

El presidente del Coes-Sinac indica que con esto se ha intervenido en el mercado. De la misma opinión son los demás generadores; sin embargo participan en las licitaciones de Pro Inversión. Javier García Burgos, gerente general de Kallpa Energía, indica que en este caso lo que se debe hacer es seguir incentivando las licitaciones de largo plazo para las distribuidoras, pero haciéndole ajustes, como no permitir que estas empresas controlen las fechas de inicio de los proyectos, porque varias están ligadas a generadoras y podrían favorecer a las empresas de sus grupos.

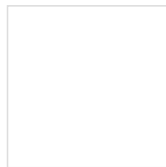
Asimismo, Burgos indica que con la intervención de Pro Inversión hay direccionalidad en la construcción de la oferta energética, pues el Gobierno no solo licita hidroeléctricas sino otro tipo de generadoras térmicas a diésel (como la reserva fría), afectando al mercado.

Pro Inversión licitará el próximo marzo 500 MW más de energía hidroeléctrica. El viceministro de Energía, Daniel Cámac, indica que no se está interviniendo, pero que sí se necesitaba un mecanismo para incorporar más centrales hidroeléctricas, porque el crecimiento de la oferta térmica pone en riesgo al sistema.

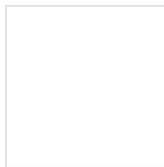
No muchos están de acuerdo con esta intervención en un mercado que se creía libre, pero sí es cierto que la inversión espontánea no ha cubierto las necesidades del país. Según Klaus Huys, es porque el Estado ha especulado mucho respecto al rol del sector privado y del desempeño del propio mercado y le corresponde ajustar las tuercas necesarias cuando algo está fallando. Lo real es que no hay un norte respecto a cómo se prevé tener un sistema eléctrico finalmente confiable.

Tomado del diario [El Comercio](#) de Perú y escrito por **Manuel Marticorena Solís**.

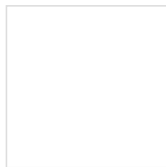
Quizás también le interese:



Argentina: El parque eléctrico debe ampliar su capacidad ...



Paraguay aumenta 30% el precio de la energía que vende a ...



Paraguay: En Yacyretá tenemos un excedente de más de ...

Linkwithin

Publicado por Lucas G. Bruno en **10:19** No hay comentarios:

Etiquetas: Centrales Hidroeléctricas, Centrales Térmicas, **Mercado Enérgico**, Noticias

jueves, 9 de septiembre de 2010

¿Cuál es la mejor matriz energética para Chile? Los costos y beneficios de cuatro alternativas



El rechazo ciudadano a la central a carbón Barrancones, de Suez Energy, rubricado más tarde por la decisión presidencial de relocalizar el proyecto, **agudizó el debate sobre qué fuentes energéticas quiere y necesita el país**, es decir, **qué matriz energética resulta ser la mejor para satisfacer las necesidades de consumo eléctrico que demandará el crecimiento económico**.

En este escenario, un grupo de instituciones trabajó para modelar los distintos escenarios que enfrentará el país si opta por una matriz con mayor presencia de hidroelectricidad, de carbón o de energías renovables no convencionales (ERNC). En este análisis **no se incluyó la energía nuclear, porque los participantes opinaron que no estaría en uso**. En esta labor participaron Mainstream Renewable Power (que propuso una matriz con mayor presencia de las energías renovables no convencionales), las ONG Ecosistemas y Chile Sustentable (que planteó un fuerte componente eólico) y las universidades Adolfo Ibáñez (que considera una central como HidroAysén y da más peso a la hidroelectricidad) y Federico Santa María (que también privilegia la energía hidroeléctrica).

No trabajaron solos. Su labor fue supervisada por un comité ejecutivo integrado por Rodrigo Castillo, de la Asociación de Empresas Eléctricas; Guillermo Scallan, de la Fundación Avina; Diego Luna, de la Fundación Futuro Latinoamericano; el ex ministro de Energía Jorge Rodríguez Grossi y Marcelo Angulo, de Fundación Chile.

El trabajo de modelación contó con la asesoría técnica de un comité integrado por Nicola Borregaard, ex directora del programa de Eficiencia Energética del gobierno; Annie Dufey, de la Fundación Chile; Hugh Rudnick, de la Universidad Católica; Rodrigo Palma, de la Universidad de Chile, y Gerardo Barrenechea, de Empresas Eléctricas S. A.

Cada entidad desarrolló un escenario que incluye un plan de obras con un horizonte de 20 años para el Sistema Interconectado Central (SIC). Cada propuesta debía tener una localización geográfica definida, para incluir la factibilidad y los costos de cada proyecto. En cuanto a la demanda, se proyectó el promedio usado por la Comisión Nacional de Energía. Se utilizó, asimismo, la tecnología disponible para proyectar la matriz hacia el 2030 y no aquella que aún no está validada. Para efectos de comparación, en este artículo se usó el escenario más parecido al actual, denominado Business As Usual, o BAU, y que supone una eficiencia energética (EE) de 0,5%, y no el escenario que contemplaba un incremento en la eficiencia energética mayor, de 1,5% anual. Por lo mismo, la ONG Ecocéanos no se incluyó en este artículo, porque modeló bajo este segundo canon.

DIFERENCIAS DE COSTOS

Los costos medios varían considerablemente. Este indicador representa tanto el valor de las nuevas inversiones, los costos de operación del sistema y los de transmisión. Los costos medios más altos son de la Universidad Federico Santa María, con US\$ 48,75 el megawatts por hora (MWh), una propuesta caracterizada por una matriz fuertemente hidroeléctrica -con un 14% proveniente de centrales de embalses, 15% de pasada y 3% mini hidro- así como con presencia de gas natural (21%) y carbón (17%). En costos medios le sigue Chile Sustentable, con US\$ 48,21 (aunque en un escenario de eficiencia energética de 1,5% se convierte en la más barata, con US\$ 40 por MW/h). Luego están Mainstream, con US\$ 45,83 y una fuerte presencia de ERNC, y de la Universidad Adolfo Ibáñez, con US\$ 42,22.

En términos de costos marginales -es decir, aquel que marca el valor más alto a pagar por la electricidad en un mercado spot- los más elevados son los de Chile Sustentable, seguido de la Universidad Adolfo Ibáñez, la U. Federico Santa María y Mainstream. El mayor costo marginal de Chile Sustentable se debe a que su matriz tiene una fuerte presencia eólica, que tiene un factor de planta más bajo (el factor de uso, que hoy es de menos de 25%, es decir, el 75% de las veces la planta no produce energía) y por ende exige un mayor uso de termoelectricidad para satisfacer la demanda, lo que redundará en mayores costos marginales.

SUBE EL PESO DE RENOVABLES

Todos los escenarios muestran que hacia 2030 las energías no convencionales tendrán un rol preponderante, con niveles de penetración de entre 24% y 55%. En el caso de Mainstream, estas "energías verdes" representan el 35% de la capacidad instalada, es de 24% en la UAI, de 26% en la Federico Santa María y de 55% en Chile Sustentable. Los mayores incrementos vienen en la energía eólica, que llega a ser el 30% de la matriz para Chile Sustentable, así como la energía geotérmica, que de no existir pasa a estar presente en todos los escenarios con una representación de al menos 5% de la matriz. Respecto de la capacidad instalada actual, en todas las proyecciones pierden relevancia las hidroeléctricas de embalse y el diésel.

MAS Y MENOS USO DE SUELO

Mainstream y Chile Sustentable presentan mayor uso del espacio debido a que proponen alternativas energéticas que requieren de mayor superficie territorial, como parques eólicos, centrales hídricas o parques solares. En cuanto a las regiones en donde se instalará las nuevas fuentes de energía, hay más consenso en cuanto a que se situarán en las regiones de Atacama y Bío Bío, en parte por el mayor desarrollo de los parques eólicos.

LAS EMISIONES DE CO2

Los escenarios proyectados al 2030 por las entidades ponen a la propuesta de la Universidad Adolfo Ibáñez y a Chile Sustentable con los mejores índices de emisiones de CO2, seguidos más atrás de los modelos proyectados por la Universidad Federico Santa María y Mainstream. El estudio dice, sin embargo, que se observa un equilibrio en términos promedio (ver más detalles del estudio en <http://www.escenariosenergeticos.cl/wp/>).

CHILE TIENE LA ELECTRICIDAD MAS CARA DE LA OCDE Y EEUU

La crisis del gas argentino y los altos precios de los contratos pagados en las licitaciones eléctricas han hecho que Chile tenga uno de los precios de la electricidad más altos del mundo, lo que redundará en pérdidas de competitividad importantes. Según cifras de la Agencia Internacional de Energía, en ocho años Chile ha visto cómo su electricidad se ha multiplicado por 4,5 veces, tanto en el precio industrial como aquel que paga cada familia, mientras que en los restantes países como Brasil, Perú o las naciones agrupadas en la Organización para la Cooperación y el Desarrollo (Ocde) tal incremento no se ha dado y los precios se han mantenido relativamente estables en la década.

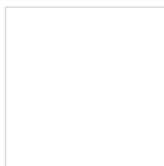
Según el ex ministro de Energía Marcelo Tokman, esto se debe a que el país enfrentó entre el 2004 y 2010 una "tormenta perfecta", en otras palabras, todo lo que podía salir mal se hizo

realidad: fin del gas argentino, sequía, altos precios de los combustibles y un terremoto en el norte que afectó la generación.

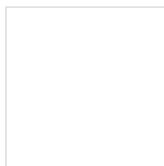
Pero según el economista Manuel Cruzat Valdés, los altos precios se deben a "las licitaciones (de contratos eléctricos), que resultaron ser mucho más onerosas que bajo condiciones competitivas", lo que implica que "estamos condenados por 15 años, si nada se hace, a enfrentar precios que duplican los que enfrenta, por ejemplo, un consumidor en Estados Unidos".

Tomado del diario [La Tercera](#) de Chile.

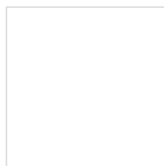
Quizás también le interese:



Izaje de estructuras reticuladas tipo Cross Rope



Características de una celda moderna de MT



España: Microalgas que devoran CO2 en centrales térmicas

Linkwithin

Publicado por Lucas G. Bruno en [17:59](#) No hay comentarios:

Etiquetas: Centrales Hidroeléctricas, Centrales Térmicas, [Energía eólica](#), [Noticias](#)

viernes, 20 de agosto de 2010

Argentina vende a Brasil energía de Yacyretá, según nuevas denuncias



La estación de Garabí convierte la frecuencia de **Yacyretá, de 50 Hz a 60 Hz**, que es la del sistema eléctrico brasileño.

La energía de la usina binacional es entregada por Argentina y, probablemente, provenga del gran excedente paraguayo en esa usina de la cual hoy disponen como si fuese de su propiedad.

Según nuestras fuentes, del complejo Yacyretá **salen cuatro líneas de 500.000 voltios, de las que un par canalizan la energía, producida con la inundación del territorio paraguayo en un 80%, hacia territorio brasileño.**

Añaden que la potencia o energía de base que es utilizada entre las 23:00 y las 18:00 del día siguiente, se cubre con la energía más económica de la que dispone un país, **la hidroeléctrica**. La potencia o energía de punta, contratada en horas pico, entre las 18:00 y 23:00, **es generada con fuentes más caras, las térmicas.**

Explican, asimismo, que la suma de potencias hidroeléctrica instaladas en Argentina no abastecen la demanda de las horas de base, razón por la cual, para cubrir el consumo entre las 23:00 y las 18:00 del día siguiente recurren a las usinas que queman derivados del petróleo. La fuente técnica que hemos consultado puntualiza que el gobierno de Argentina, a través de empresas señaladas por el gobierno de ese país (Art. XIV del Tratado), en una contradicción inexplicable, **vende energía hidroeléctrica barata a Brasil y genera energía más cara, con derivados del petróleo, para su propio mercado.**

"Aparentemente es un problema solo argentino; pero, lamentablemente, no es así. Las empresas que venden energía de Yacyretá a Brasil no pagan la tarifa que debe cobrar la entidad binacional, según lo establece el Anexo C. A Yacyretá se le endeuda artificialmente como en Itaipú y, en lugar de amortizarse las deudas con la venta de Potencia/energía, la deuda crece", explica nuestro interlocutor.

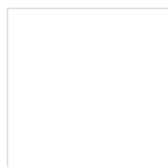
"Todas esas operaciones se realizan con la complacencia de las autoridades paraguayas. El contrasentido, de lo expuesto se resume de la siguiente forma: Yacyretá, al vender energía por debajo del costo subsidia el desarrollo económico y social brasileño, así como las utilidades de empresas argentinas y brasileñas", añade.

Destacó que esa es una de las razones por las que las autoridades de ANDE, Itaipú y Yacyretá iniciaron una acción de inconstitucionalidad para no informar al Legislativo de los actos de administración y supervisión de los entes binacionales.

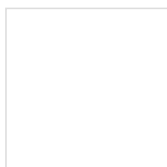
También apuntó que no hay ningún seccionamiento, en el trayecto de las líneas desde Yacyretá a la convertidora brasileña de Garabí.

Tomado del diario **ABC** de Paraguay.

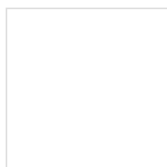
Quizás también le interese:



Paraguay aumenta 30% el precio de la energía que vende a ...



Argentina: Van a priorizar el llenado de Hidroeléctrica ...



La Argentina nuclear

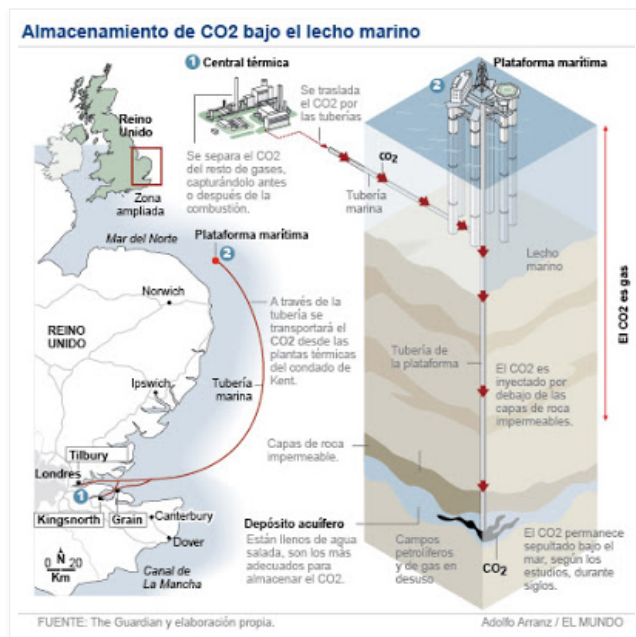
Linkwithin

Publicado por Lucas G. Bruno en **7:20** No hay comentarios:

Etiquetas: Centrales Hidroeléctricas, Centrales Térmicas, **Mercado Enérgico**, Noticias

martes, 4 de mayo de 2010

El Reino Unido anuncia un ambicioso plan para almacenar el CO2 bajo tierra



El Reino Unido vuelve a mirar al carbón. Lo ha anunciado estos días el Gobierno laborista, que se propone reintroducir el mineral negro en la complicada ecuación energética que se le presenta al país en los próximos años. Se trata de construir **centrales térmicas que desarrollen la tecnología de captura y almacenamiento del carbono** (CCS en sus siglas en inglés). Es decir, que reduzcan las emisiones del CO2 producido por la combustión de las centrales a base de enterrarlo bajo tierra.

El CCS no es una tecnología reciente, pero es la primera vez que un país desarrollado anuncia que construirá su política energética alrededor de ella. Lo que promete el ministro de Energía, Ed Miliband, es que el Reino Unido no construirá ninguna nueva central de carbón que no incluya un procedimiento para enterrar el CO2 que produce. Según Miliband, **todas tendrán que enterrar desde ahora un 25% de sus emisiones**. Una proporción que deberán elevar hasta el 100% en 2025, la fecha en que se prevé que la tecnología del CCS esté plenamente desarrollada.

A primera vista, la decisión del Gobierno británico parece razonable. Las actuales nucleares británicas morirán antes de que las empresas tengan tiempo de construir las centrales que las sustituyan. Lo que -unido al ambicioso compromiso de **reducir las emisiones de CO2 en un 80% antes de 2050**- dejaría la demanda energética británica pendiente del siempre movidizo suministro de los gasoductos rusos.

Es esa doble necesidad ecologista y energética la que ha hecho que el anuncio lo hayan recibido con entusiasmo similar empresarios, oposición y diversos grupos que batallan contra el cambio climático. No todos, sin embargo, lo ven todo tan claro.

Escepticismo ecologista

El director de Greenpeace, John Sauven, **no se fía de la voluntad de las eléctricas de reducir el CO2 que expulsan a la atmósfera** y teme que la luz verde del Gobierno a nuevas centrales de carbón dé lugar a más emisiones: «Si la tecnología del CCS no funciona, ¿cómo se asegurará el Gobierno de que al Reino Unido no le quedarán en herencia nuevas centrales de carbón que emiten enormes cantidades de CO2 justo cuando el país debería rebajar sus emisiones?».

Es una pregunta envenenada y de difícil respuesta porque en muchos sentidos **la viabilidad del CCS sigue siendo un enigma**. Por el momento sólo se utiliza en pequeñas centrales en Canadá y Alemania y aún no se sabe si se podrá aplicar a plantas de más empaque.

Las eléctricas alertan de que su coste disparará los recibos de la luz en un 2%, pues el almacenamiento de CO2 requiere usar entre el 10% y el 40% de la producción energética de la planta. Según E.On, construir una planta de CCS que entierre el CO2 de la central que planea construir en Kingsnorth **costaría la friolera de 1.100 millones de euros**. Y aunque el experimento fuera viable, hay ecologistas que alertan de que podría generar una especie de 'fiebre del carbón' que esquilmará las reservas del mineral en los países desarrollados.

De todas formas, son muchos quienes no quieren ver el vaso medio vacío y saludan la decisión del Gobierno británico con optimismo. No sólo porque persevera en la apuesta del Reino Unido por **una economía coherente con la lucha contra el cambio climático**, sino

porque el desarrollo de la tecnología del CCS podría ser una solución para países como China, que depende del carbón más que ningún otro país en el mundo.

La presión se cierne ahora sobre la agencia del medio ambiente del Reino Unido, el organismo que determinará **cuándo deben las centrales pasar de enterrar el 25% del CO2 a enterrar el 100% que produzcan**. Las empresas intentarán ganar tiempo. Al menos si la tecnología sigue siendo cara, difícil de aplicar y económicamente poco viable.

A finales de este año, si se cumple el calendario previsto, España también tendrá **su primera planta de captura de CO2**. Este proyecto se enmarca en la Plataforma Europea Cero Emisiones, que prevé que haya 12 plantas piloto en Europa antes de 2012.

El experimento español se ubica junto a una central térmica de generación de electricidad con carbón de Endesa, **en El Bierzo (León)**. Sin embargo, tras la fase de captura del CO2 en el proceso de combustión, hay que buscar emplazamientos idóneos para secuestrar este gas contaminante.

De momento, se han identificado zonas en la cuenca del Ebro, Teruel, la desembocadura del Guadalquivir, el Campo de Gibraltar, Jaén, el sur de Madrid o Guadalajara que podrían servir para este propósito.

Tomado del diario **El Mundo** de España.

Publicado por Lucas G. Bruno en **10:10**

No hay comentarios:



Etiquetas: Centrales Térmicas, **Ecología y medio ambiente**, Noticias

miércoles, 28 de abril de 2010

Argentina: El parque eléctrico debe ampliar su capacidad de generación

Informe muy interesante publicado hace algo de un año en el diario **El Litoral** de la provincia de **Santa Fé** (Argentina).

Se lo confirmaron a **El Litoral** cuatro especialistas en el sector energético. En los picos de consumo, la diferencia entre la oferta y la demanda de energía **no alcanza niveles confiables**. Las razones son la falta de inversión y planificación.



En los últimos cinco años, **la Argentina ha crecido a la sombra de la crisis energética**. Los problemas más cercanos son los cortes del 27 de noviembre, que dejaron sin energía a más de 50.000 porteños cuando el termómetro ardía y superaba los 40° C. Pero la crisis empezó antes.

En el frío invierno de 2007, el gobierno restringió el servicio eléctrico a 4.700 industrias y grandes usuarios para “esquivar” los apagones en las grandes ciudades. “No son cortes, son restricciones de demanda”, se aclaró entonces. Las mismas medidas se habían tomado en el 2005.

La Argentina necesitó “restringir” su demanda energética, porque en los días más fríos y calurosos (los picos de demanda) la brecha entre la generación y el consumo de energía suele acercarse peligrosamente.

Los sistemas energéticos no deben funcionar así. Un grupo de expertos aclaró a **El Litoral** que existe un **recurso estratégico** para que la infraestructura eléctrica **no sea una frazada corta**, que obligue a elegir entre cubrir las necesidades de la industria o las del consumo residencial.

Técnicamente, se la denomina **“capacidad de reserva o en exceso”**, y en la Argentina se achicó por la falta de inversión y planificación. Para comprender este proceso, hay que hacer

algunas cuentas. Si se suman todas las centrales eléctricas (ver infografía), en el país hay una potencia bruta instalada —teórica, no es la oferta real de energía— que supera los 24.000 megavatios, según la Comisión Nacional de Energía Atómica (Cnea).



La otra pata de la comparación es la demanda. En el 2008, el pico máximo se registró el lunes 23 de julio, a las 19.30 (19.126 megavatios), según los datos de Cammesa (Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico).

Con estos números, la capacidad de reserva apenas supera el 20 %. Los expertos que consultó El Litoral coinciden en que esa cifra es un riesgo.

La brecha

El vicepresidente de la Fundación Bariloche, Daniel Bouille, indicó que **el porcentaje de reserva debería oscilar entre el 30 y el 40 %**. Lo mismo dice el Ing. Francisco Carlos Rey (Cnea) en un trabajo sobre planificación energética.

“Nuestro sistema eléctrico debe poseer una capacidad en exceso por encima de la demanda de punta, como mínimo de un 40 %, debido a que es necesario prever los ciclos hidrológicos que nos limitan la generación hidráulica (por ejemplo, las sequías), la indisponibilidad habitual del parque térmico (reparaciones y mantenimiento), las obligatorias salidas periódicas del parque nuclear y los eventuales problemas de suministro de gas en el invierno” (Boletín Energético N° 15, Cnea).

La historia reciente confirmó estas advertencias. El 31 de julio de 2006, la brecha prácticamente desapareció. **El pico de demanda alcanzó los 17.300 mW y la oferta sólo llegó a 18.000 mW.**

La generación de energía se incrementó en el último iceberg de la crisis —los cortes del 27 de noviembre— pero sin alcanzar niveles confiables (18.100 mw de demanda contra 21.000 mw de oferta). Al margen de cada situación puntual, las cuentas son sencillas. En la Argentina, la capacidad de reserva se redujo a casi la mitad de lo que se necesita. **“Estamos al borde, no hay margen y falta back up”**, sostuvo Jaime Moragues (doctor en Física y especialista en energías renovables), entrevistado por El Litoral.

En Santa Fe, los ingenieros Julio Doyharzabal y Jorge Caminos, de la Universidad Tecnológica Nacional (UTN), coincidieron. **“Hay un cuello de botella del que es complicado salir. La falta de planificación es el principal problema y para explicar lo que nos pasa ahora hay que remontarse a la historia”**, afirmaron.

Algo habrán hecho

El primer capítulo de la crisis actual se escribe a principios de los '90, cuando el presidente Carlos Menem **decidió privatizar buena parte de la estructura energética.**

A partir de las privatizaciones, el gobierno **transfirió al sector privado las decisiones sobre su infraestructura energética.** “Se cerraron los grupos de planificación y el Estado se desentendió de la política de energía”, explicó Moragues.

“No se trata de estar a favor o en contra de las privatizadas —contextualiza Caminos—, a lo mejor una buena privatización, con un Estado que planificara y controlara, podría haber dado un buen resultado. **Pero no fue lo que pasó.**”

En un primer momento el impacto fue positivo. Los capitales privados invirtieron, hicieron crecer el parque de centrales térmicas y aumentó la capacidad de reserva. **“Pero el problema fue que se cortó el proceso de diversificación de la matriz energética. Se paralizó el plan nuclear e hidroeléctrico y casi no se invirtió en energías renovables”**, cuestionó Bouille.

Doyharzabal agregó más elementos: “No se buscaron nuevas reservas petroleras y no se hicieron obras para ampliar la red de transporte eléctrico”.

El esquema se complicó en 1998, cuando las empresas privadas dejaron de invertir en centrales térmicas. **“Percibieron que el modelo económico se agotaba”**, apuntó Bouille.

¿Qué pasó después? En el 2002, el parate económico disimuló los problemas (porque cayó la demanda). Pero cuando la economía se recuperó, **la estructura energética se quedó corta**. “El origen del problema no es responsabilidad de esta administración —analizó Bouille— pero sabían que lo heredaban e hicieron muy poco para corregirlo”.

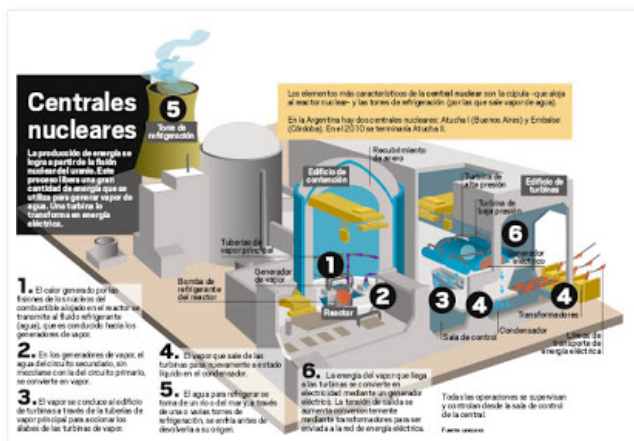
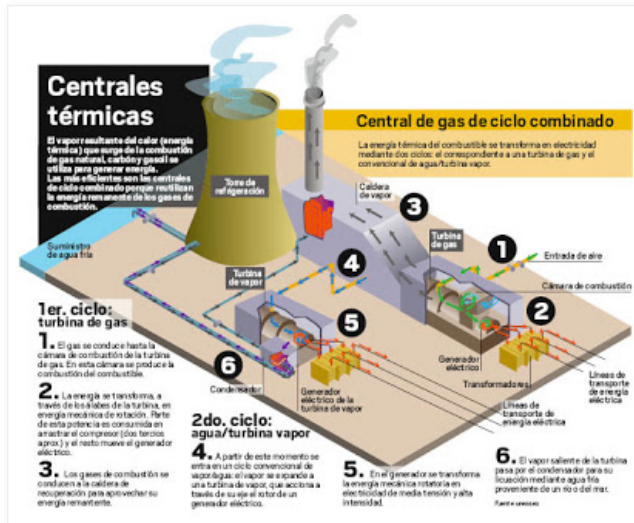
En el 2005, el gobierno anunció “las restricciones de demanda” para las empresas. Después vinieron los planes de uso eficiente de la energía, las barcas con generadores eléctricos y las nuevas centrales térmicas. También se retomaron las obras de Atucha II, **pero las medidas llegaron tarde**.

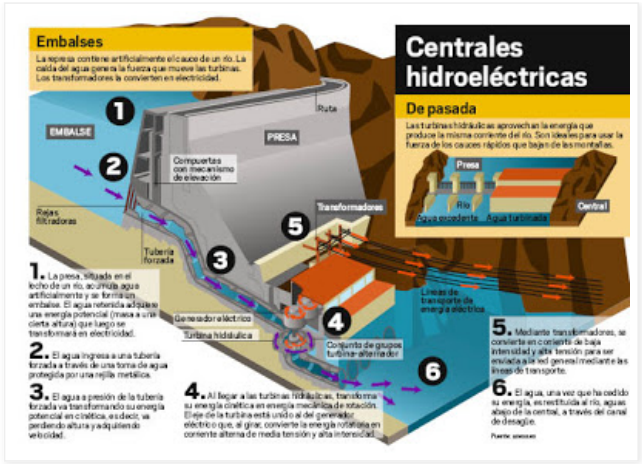
“El costo de haberse desentendido del tema durante 15 años va a ser alto. En materia energética las políticas son de mediano y largo plazo”, razonó Caminos.

Hay una sola forma de atenuar este impacto: definir un plan estratégico. **“Es que ningún país puede crecer si no tiene una visión energética de mediano y largo plazo”**, advirtió Doyharzabal.

Es una buena conclusión de lo que piensan los expertos que entrevistó El Litoral y también parece la forma más sensata para salir del laberinto energético.

A continuación las infografías de las distintas centrales presentes en el informe.





Publicado por Lucas G. Bruno en 9:20 No hay comentarios:

Etiquetas: Centrales Hidroeléctricas, Centrales Térmicas, Energía nuclear, Mercado Energético

jueves, 22 de abril de 2010

Bolivia: el 1er turbogenerador ya está listo





Tras concluir 72 horas de **funcionamiento continuo**, el primer turbogenerador de la **planta termoeléctrica de Entre Ríos** se encuentra técnicamente listo, desde las 9:30 del miércoles pasado, para inyectar 25 megavatios (MW) de potencia adicionales a los 1.150 que actualmente ofrece el Sistema Interconectado Nacional (SIN) a los usuarios en todo el país.

Los técnicos realizaron pruebas estacionarias con arranques esporádicos para probar **protecciones mecánicas** y el correcto funcionamiento de la unidad de gas, así como ensayos con y sin carga, con resultados positivos.

Las 72 horas de prueba en operación garantiza el correcto funcionamiento del turbogenerador y de sus accesorios.

En las siguientes horas, la gerencia general de ENDE-Andina presentará un informe sobre finalización de todas las pruebas técnicas al Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC), instancia que debe decidir a partir de cuándo y con qué potencia de MW ingresará el aporte de Entre Ríos al SIN, informó Ramiro Becerra, supervisor del montaje de la planta.

Las pruebas finales del segundo turbogenerador arrancaron ayer y del tercero y cuarto se realizarán progresivamente hasta fin de mes, en la perspectiva de que hasta el 15 de mayo próximo los cuatro equipos de Entre Ríos estén en la capacidad de inyectar 104 MW adicionales al SIN, para satisfacer la demanda de energía eléctrica, particularmente de la industria durante la temporada de invierno, explicó Hugo Villarroel, gerente general de ENDE-Andina.

Cada una de las cuatro turbinas industriales diseñadas y construidas en los talleres de Siemens en Suiza, a solicitud expresa de ENDE-Andina, **vienen acopladas con un reductor, un generador, una sala de control y otros equipos adicionales como los filtros de admisión de aire, sistema de refrigeración de lubricantes y la toma de gas, que en conjunto pesan alrededor de 250 toneladas cada uno**. Las máquinas fueron instaladas sobre 200 metros cuadrados de fundaciones especialmente construidas para el efecto.

Tanto en el montaje electromecánico, que comenzó a fines de septiembre de 2009, como en la ejecución de pruebas técnicas que concluirá la segunda semana de mayo, participaron entre seis y 15 técnicos e ingenieros suecos de la transnacional Siemens y más de 40 técnicos nacionales.

Adicionalmente, todas las obras, tanto civiles, como de ingeniería eléctrica y mecánica generaron unas 1.200 fuentes de trabajo entre directas e indirectas entre mayo del año pasado y marzo de la presente gestión.

La puesta en operaciones del primer turbogenerador prueba además el correcto funcionamiento de todos los sistemas complementarios como el gasoducto de 650 metros de

longitud, la sub estación eléctrica de cuatro transformadores y la línea de transmisión hasta la central eléctrica de Carrasco.

Normas medioambientales

Tanto la construcción de los turbogeneradores como de la sub estación eléctrica y el gasoducto cumplen las normas internacionales de respeto y preservación del medio ambiente, certificadas por una licencia ambiental emitida por el ministerio del ramo

El gerente de ENDE-Andina, Hugo Villarroel, informó que las turbinas fueron diseñadas bajo norma internacional, con baja emisión de ruidos en relación a turbinas de otras generadoras; la fuente primaria de combustión utilizada en la generación eléctrica (gas natural), es la más amigable con el medio ambiente y a la conclusión de obras civiles está prevista la construcción de áreas de forestación que mitiguen aun más los ruidos de las turbinas, como una muralla de árboles en tres niveles, en cascada, frente al campamento laboral.

Un equipo de 30 empleados

Una vez que la termoeléctrica de Entre Ríos trabaje al 100 por ciento de su capacidad instalada, se estima que unos 30 empleados, entre técnicos, ingenieros, personal de servicio y vigilancia se harán cargo del mantenimiento y operaciones de la planta, a partir de mediados de mayo.

“Lastimosamente, la tecnología de punta de estas plantas hace que se requiera de personal reducido, que en el caso de Entre Ríos no será mayor a 10 personas en cada una de las tres puntas, durante las 24 horas del día”, informó el gerente de ENDE-Andina, Hugo Villarroel.

En la caseta de control, donde están instalados los tableros de protección de los cuatro turbogeneradores, la línea de transmisión, el gasoducto y la sub estación eléctrica, prestarán servicios solamente **tres profesionales en tres turnos**, durante el día, controlando el funcionamiento de toda la planta.

INVIERTEN \$US 73,9 MILLONES

Para construir la termoeléctrica de Entre Ríos, sobre una superficie de cuatro hectáreas adquiridas al municipio del mismo nombre, ENDE-Andina suscribió seis contratos específicos por un valor de **73,9 millones de dólares**, es decir 21 millones de dólares menos que los 95 millones de dólares previstos al inicio del proyecto.

El contrato por el suministro, dirección de montaje de los turbogeneradores y ejecución de pruebas técnicas fue suscrito con Siemens Suiza por un valor de 58,2 millones de dólares y la instalación de la sub estación eléctrica, con la empresa Siemens de Colombia, por 7,2 millones de dólares.

Las obras civiles y montaje electromecánico de la planta con el consorcio nacional Entre Ríos fueron acordadas por 5,8 millones de dólares; la construcción de un gasoducto de 650 metros de extensión con la empresa Servitrol por 535 mil dólares; el extendido de la línea de transmisión hasta la Sub Central de Carrasco con la empresa Ingelec por 540 mil dólares y la construcción del campamento con la empresa Cosica-Diteco por 1,6 millones de dólares.

ENDE-Andina informó que a la fecha recibieron provisionalmente e ingresaron en funcionando, la subestación eléctrica, el gasoducto y la línea de transmisión.

Tomado del Periódico **Los Tiempos** de Bolivia.

Publicado por Lucas G. Bruno en **8:35**

No hay comentarios:



Etiquetas: Centrales Térmicas, **Noticias**

jueves, 1 de abril de 2010

México: Termoeléctrica arranca operaciones en mayo



"En mayo entra en operación", afirmó Enrique Flores Rojas, superintendente de la Comisión Federal de Electricidad (CFE) en torno a la central térmica ubicada entre los límites de los municipios de Durango y Pánuco de Coronado, sobre la carretera libre Durango- Gómez Palacio, con una inversión de 4 mil 500 millones de pesos.

Desde el año pasado **iniciaron las pruebas en las distintas áreas de la planta**; la próxima semana arrancará el periodo de **inyección de gas**.

En noviembre de 2009, el gobernador Ismael Hernández Deras aseguró que en el primer mes del año la planta Fenosa comenzaría a generar energía, pero se prolongará por dos meses.

Enrique Flores explicó los factores de retraso; el primero y más importante fueron las lluvias registradas desde su época temporal hasta las inesperadas en el presente 2010. Por otra parte, la planta recibió un rotor defectuoso y éste fue reemplazado.

El periodo de pruebas demanda tiempo en cada área; es necesaria para asegurar el funcionamiento y la calidad de las instalaciones.

La central generará 450 megawatts, cuatro veces más de la cantidad requerida por la ciudad de Durango. La potencia de Fenosa abastecerá el servicio en Durango, La Laguna y Mazatlán con beneficio para más de 2 millones de habitantes de la región.

INNOVACIÓN

La planta tendrá impacto amigable con el medio ambiente porque ya no requerirá torres enfriadoras sino un condensador, "ya no emitirá vapor al aire".

La tecnología de Fenosa también repercutirá en el uso eficiente del agua; como parámetro normal, la planta necesitaría de 200 a 300 litros del vital líquido por segundo, pero con los nuevos sistemas bajará de 24 a 15 por segundo.

La central térmica funcionará con aguas grises; la Comisión le comprará el elemento a la Planta Tratadora de Aguas Residuales Sur del municipio para complementar a las que se procesarán en la planta de la propia central termoeléctrica. La obra edificada por la empresa española Fenosa generará 40 empleos directos para habitantes de la localidad. Los procesos están automatizados.

Tomado del diario [El Siglo de Durango](#) de México.

Publicado por Lucas G. Bruno en [15:12](#)

No hay comentarios:



Etiquetas: Centrales Térmicas, [Noticias](#)

[Página principal](#)

[Entradas antiguas](#)

Suscribirse a: [Entradas \(Atom\)](#)

LinkWithin

Tema Sencillo. Con la tecnología de [Blogger](#).