



## ENERGÍA E HIDROCARBUROS

### CONTENIDO

1. <i>Occidente, cada vez más dependiente de gas</i> .....	1
2. <i>Junio Gasífero</i> .....	2
3. <i>Gas sudamericano: buena reserva mejor Mercado</i> .....	4
<i>Inauguración de Blue Stream, el gasoducto submarino más profundo del mundo.</i> .....	4
4. <i>La demanda de potencia en el SIN se incrementó en 215 MW</i> .....	6
5. <i>Capacidad de generación y demanda de potencia</i> .....	8

### **1. Occidente, cada vez más dependiente de gas**

Amsterdam fue, en junio, capital del mercado del gas. Unos 4.000 representantes de gobiernos, organizaciones energéticas, expertos y ejecutivos de empresas de hidrocarburos participaron en la Conferencia Mundial de Gas. Alexei Miller, presidente ejecutivo del gigante de gas natural ruso, Gazprom, empresa que pretende liderar el negocio a nivel mundial.

La vigésimo tercera Conferencia Mundial de Gas abrió sus puertas prediciendo que los países occidentales serán cada vez más dependientes de las importaciones de gas. Tan sólo en Europa se estima que las importaciones de gas ascenderán a un 80% en el 2030 del 42% registrado en 2002. Expertos estiman que en el futuro el gas licuado cobrará mayor importancia. En 2030, este producto podrá representar hasta un 50% del suministro de gas, según estimaciones del ministro de Economía de Holanda, Laurens Jan Brinkhorst, durante la apertura del encuentro.

### **Gazprom asegura suministros**

Por su parte el presidente del consorcio gasífero ruso, Gazprom, Alexei Miller, aseguró a Occidente que los suministros de gas rusos no fallarán pese a los conflictos con

Ucrania. "Siempre hemos cumplido cabalmente nuestros contratos", dijo. En cambio, advirtió que no garantiza a Ucrania los suministros a partir del próximo otoño. Gazprom había advertido la víspera, sobre posibles cuellos de botella en el aprovisionamiento de gas a Europa occidental durante la próxima temporada de invierno.

El ministro de Energía ruso, Viktor Christenko, anunció que su país está preparado para abrirse a la participación de inversores extranjeros en la exploración de sus recursos, dado las grandes inversiones necesarias, particularmente en la capacidad de transporte, para asegurar el futuro suministro del combustible. El ministro hizo una advertencia a los países a los que Rusia suministra el hidrocarburo, de no buscar otros proveedores.

### **Postura hegemónica Rusa**

"Si nos percatamos de que el mercado al que proveemos busca una diversificación de sus fuentes de energía, eso conducirá necesariamente a una diversificación por nuestra parte", dijo Christenko. Rusia ya había advertido a los países europeos de que sus suministros podrían ser desviados hacia Asia, lo que fue interpretado como una amenaza en las capitales europeas. El vicepresidente estadounidense, Dick Cheney, recriminó al Kremlin de utilizar su riqueza de hidrocarburos como un medio de coerción político para presionar a otros gobiernos a favor de sus intereses.

La política energética es uno de los puntos neurálgicos de la cooperación entre la Unión Europea y Rusia. El conflicto entre Rusia y Ucrania a principios de año provocó alarma y sobresalto en Europa Occidental, dependiente del gas ruso. Debido a que Ucrania se negó a pagar un repentino y excesivo incremento de precios, los suministros rusos fueron cortados, lo que afectó a algunos países europeos, toda vez que transitan a través de los gasoductos ucranianos.

## **2. Junio Gasífero**

Dos hechos importantes han sucedido, la Conferencia Mundial del Gas y la firma del Convenio Marco entre la República Argentina y la República de Bolivia, para la venta de gas natural y realización de proyectos de integración energética.

La Conferencia Mundial del Gas es el evento más importante sobre este energético, que se celebra cada tres años. Esta vez fue en Ámsterdam, Holanda. La amplia temática, desde exploración hasta comercialización y los últimos avances tecnológicos en el uso del gas, en sus líneas generales, fue abordada por 12 paneles de autoridades mundiales. Lo más sustantivo. La humanidad puede contar con el abastecimiento de gas por los próximos 60 años, a diferencia que con el petróleo, cuyo horizonte llega a los 40. Conclusión. El gas, para el 2020, será el mayor energético fósil del mundo.

Paralelamente, casi una centena de reuniones técnicas informaron sus trabajos de los últimos tres años y los pusieron a discusión. Entre ellos, cuáles son los campos gasíferos más importantes del mundo, por su tamaño, ubicación y acceso a mercados. Los campos bolivianos tuvieron una muy leve mención. ¿Cuáles son los grandes mercados por desarrollar? China, India y Brasil. Brasil y Petrobrás fueron el centro de atracción de América Latina, realizada por la presencia del Presidente de Petrobrás. En

esta ocasión, Petrobrás reiteró su respeto por la nacionalización boliviana y la decisión empresarial de suspender inversiones en Bolivia. Al mismo tiempo aclaró que lo anterior no altera los planes brasileños de utilización de gas natural y que se reforzarán las inversiones internas para producción de fuentes domésticas (Santos y Espíritu Santo) y la decisión de ingresar activamente en el comercio de LNG para contar con fuentes extra continentales, más otros planes de bio-combustibles. Sobre núcleo electricidad se mantuvo un prudente silencio.

Las fronteras de la investigación siguen mostrando que el sucesor de los combustibles fósiles será el hidrógeno, y el gas como el combustible de transición. Cabe indicar que a 10 días de la Conferencia Mundial del Gas, se celebró en Lyon, Francia una reunión europea para examinar el progreso en el uso del hidrógeno. Predicción, el hidrógeno estará presente en forma comercial importante en Europa a partir del 2015-2020.

El LNG y la seguridad de suministro fueron los temas más discutidos de la Conferencia. El LNG muestra claramente que será el indicador mundial de precios. La seguridad de suministro se ha vuelto un tema casi obsesivo en los países importadores y ahí también el LNG se muestra como la opción salvadora. Las connotaciones geopolíticas del comercio del gas recibieron gran atención. La posibilidad de conformación de una especie de OPEP del gas fue descartada por los grandes productores y consumidores.

La Conferencia cerró con la discusión de quién tiene mayor fuerza en las negociaciones de ventas de gas. ¿El productor o el comprador? Ese tema fue tratado por los varios Ministros de Hidrocarburos asistentes y otras grandes personalidades, entre ellas Daniel Yergin, famoso por ser uno de los autores de mayor renombre en la materia. En el programa figuraban también como invitados los Ministros de Irán y Bolivia, que no asistieron.

La Conferencia contó con más de 3.000 delegados. Brasil concurrió con 69, Argentina con 36, Trinidad y Tobago con 6, Venezuela con 5, Chile con 4 y México con 1. Bolivia no acreditó ningún delegado oficial. El que escribe estas líneas asistió a título personal con una acreditación de este periódico. Solo para comparar, Rusia tenía 244 delegados, USA y Japón más de 100. La próxima será el 2009 en Buenos Aires.

Ahora sobre el Convenio Marco con Argentina. El aumento de precios a \$US 5.-/MMBTU hasta fin de año, es de gran importancia por los ingresos adicionales y para las discusiones con Brasil. El hecho que este aumento sea en beneficio exclusivo de YPF, suscitará reclamos por los Departamentos productores, alcaldías y universidades, que insistirán en su participación.

A su tiempo se hizo notar que la Ley 3058 había efectuado una especie de "chauchita", cuyos efectos ahora los empezaremos a ver. A su vez, parecería indicar que las empresas petroleras actualmente productoras, tampoco se beneficiarán de este aumento de precios, que podía haber sido un elemento importante en la renegociación futura de los contratos. Una situación es tener un precio de \$US 5.-/MMBTU para tributar el 50% y otra muy diferente es seguir contando con \$US 3.25/MMBTU, como lo están haciendo actualmente. Si se adopta el mismo temperamento con los aumentos al Brasil (actualmente por la fórmula del contrato ha llegado a \$US 4.-/MMBTU), es de

esperarse que los reclamos internos suban de tono y que la renegociación de los contratos sea más conflictiva de lo que es al presente.

El compromiso de ingresar a una provisión adicional de 20 MMm<sup>3</sup>/d es muy importante. Constituye una nueva apertura de un gran mercado.

A su vez también repercute en el escenario a partir de los 180 días de renegociación que el Decreto de Nacionalización prevé. El incremento de 20 MMm<sup>3</sup>/d debe coincidir con la construcción del Gasoducto del Noreste Argentino (GNEA). ¿Ese incremento lo realizará YPFB sola o con el concurso de las empresas bajo nuevas modalidades de contrato? Será un tema muy delicado. Tenemos las reservas, el mercado argentino está ansioso y ellos deben construir el GNEA. Nos toca perforar los pozos productores para satisfacer esa nueva demanda.

En palabras simples invertir. ¿O se está pensando que Argentina sustituya al Brasil el 2008 si Petrobrás logra su objetivo, que para esa fecha podrá prescindir de nuestro gas? La posible construcción de una planta extractora de licuables y una futura termoeléctrica, además de la relación YPFB-Enarsa, son temas que se conocerán una vez que se suscriban los respectivos acuerdos que están en negociación, que deben estar concluidos dentro de 90 días, para consideración de los gobiernos.

Como se ve, además del Mundial de Football, Junio ha sido un importante mes gasífero.

Fuente: Energy Press. Aporte de Ing. Carlos Miranda

### ***3. Gas sudamericano: buena reserva mejor Mercado Inauguración de Blue Stream, el gasoducto submarino más profundo del mundo.***

La gran inversión a hacer para crear una arteria gasífera continental y la geografía de las reservas ponen el proyecto en el ámbito de lo irreal; las estimaciones de la demanda futura hablan de un jugoso mercado a ganar.

El gran plan de construcción de un gasoducto de unos 8000 a 10.000 kilómetros de largo, cuyo costo estimado oscila entre los 17 y 25 mil millones de dólares, llama mucho la atención, sobre todo si se lo compara con el costo y la dimensión de otros gasoductos existentes. También llama la atención si se tiene en cuenta que lo que se pretende es que un país que produce para su autoconsumo, quiera exportar a un país productor de gas natural, atravesando con un gasoducto miles de kilómetros. Es más, según las estimaciones a futuro, el mercado consumidor de gas en América del Sur, sobre todo en Argentina, para el año 2030 se triplicará. Así consta en un estudio del Instituto Federal de Geociencias y Recursos Naturales preparado por Hilmar Rempel y Hans Georg Babies.

#### **Otros proyectos**

El gasoducto Blue Stream, une Rusia con Turquía, tiene 1200 kilómetros, una capacidad de 16 mil millones de metros cúbicos por año (g.m<sup>3</sup>) y tuvo un costo de 3400

millones de dólares; North European Gas Pipeline, está en construcción y se espera que esté en funcionamiento en 2010 recorre 1200 kilómetros tiene una capacidad de 25,5 g.m<sup>3</sup> y costará 5 mil millones de dólares. El que une Bolivia y Brasil recorre 3000 kilómetros, transporta 10 g.m<sup>3</sup> y, puesto en funcionamiento en 1999, costó 2100 millones de dólares. El gasoducto China West-Ost con un costo de 7 mil millones de dólares recorre 4500 kilómetros y transporta 17,5 g.m<sup>3</sup>.

### **Las reservas de a región**

Sin contar con la región Caribe en la cual se encuentra Trinidad y Tobago un importante productor de gas natural (28 g.m<sup>3</sup> y gran exportador a los Estados Unidos 14 g.m<sup>3</sup> en 2004). Sudamérica cuenta con un 4% de las reservas de gas natural del mundo (los Estados de la ex Unión Soviética con un 30,8%, Europa con un 3,3%, Australia-Asia con un 12,4% y Cercano Oriente con un 39,5%).

Casi dos tercios de las reservas gasíferas sudamericanas se encuentran en Venezuela, si bien cabe aclarar que el 90% de esas reservas están asociadas a pozos petrolíferos. Más del 50% del gas natural extraído se reinyecta en los campos petrolíferos. Como miembro de la OPEP, Venezuela está obligada a ciertas cuotas de producción de petróleo y por ello no puede ampliar voluntariamente su producción de gas. Hace poco se empezó con la exploración de pozos gasíferos no asociados. Se han detectado en Los Llanos pozos que producirían entre 30 y 200 g.m<sup>3</sup> y se ha comenzado con la explotación en apenas dos pozos. Existen dos pozos offshore en la cuenca de Maturín, con una reserva calculada de 100 g.m<sup>3</sup>.

Las reservas de gas de Bolivia y Argentina son considerables. A diferencia de las venezolanas, éstas son reservas sólo de gas natural. En el caso de Bolivia, desde la privatización del sector gasífero a mediados de los años 1990, las reservas de gas crecieron drásticamente. Si en 1998 ascendían a 135 g.m<sup>3</sup> en el año 2004 con sus 680 g.m<sup>3</sup> llegaron a ser las segundas en América Latina.

### **Consumo actual Vs futuro**

La explotación de gas natural de los países de Sudamérica alcanzó en 2004 los 100 g.m<sup>3</sup>, y sus mayores productores fueron Argentina y Venezuela. Una visión histórica de la producción de gas en el subcontinente muestra una clara curva creciente en el último cuarto de siglo, sobre todo a partir de los años 1980. En 2004, Argentina explotó un 46% de la producción de gas de Sudamérica, mientras que en Venezuela la mayor parte de su producción fue reinyectada. Según el informe de anual de la OPEP de 2005, Venezuela explotó 68 g.m<sup>3</sup> de las cuales sólo comercializó 28,4 g.m<sup>3</sup>. En campos petrolíferos fueron reinyectados 29,6 g.m<sup>3</sup>.

El consumo en Sudamérica alcanzó los 104 g.m<sup>3</sup> en 2004 y la demanda fue cubierta con la oferta local. Los mayores consumidores fueron Argentina, Venezuela y Brasil, que alcanzaron respectivamente un 38%, 25% y 19% del consumo total. En comparación con el consumo mundial, Sudamérica con su 10% está muy por debajo del promedio de consumo de gas como fuente de energía primaria, que es de 24%.

Se espera que el consumo de energía primaria se triplique hasta el 2030, lo que significa un mayor incremento que el promedio mundial, que según cálculos se

duplicará en el mismo período. Es decir, de 150 g.m<sup>3</sup> en el año 2010 el consumo crecerá a 230 g.m<sup>3</sup> en 2020 y a 335 g.m<sup>3</sup> en 2030.

Fuente: Análisis de DW – World

#### **4. La demanda de potencia en el SIN se incrementó en 215 MW**

La demanda de potencia en el Sistema Interconectado Nacional entre 1996 y 2005 se incrementó en 215 MW, de 544 MW a 759 MW, lo que equivale a un incremento total de 40% o a un incremento promedio anual de 4%. La demanda presentó un crecimiento alto hasta el año 1998, declinó en el año 1999 y prácticamente mantuvo su valor los siguientes dos años, recuperando en los últimos años nuevamente una tendencia creciente.

Subestación del Grupo ISA. La transportadora colombiana ha realizado importantes inversiones en el sector eléctrico boliviano, particularmente en el eje troncal.

A partir del año 1993 se realizó la Reforma del Sector Eléctrico Boliviano, con el propósito de otorgar a la industria eléctrica las condiciones adecuadas para su funcionamiento eficiente e impulsar su desarrollo sostenible a fin de lograr un suministro de electricidad seguro, confiable y con precios que reflejen costos eficientes en beneficio de los consumidores.

La reforma estableció un nuevo escenario para el sector eléctrico que tuvo vigencia a partir del año 1996, este nuevo escenario presenta las características siguientes:

a) La definición de los roles del sector privado y el Estado en el funcionamiento del sector, que determina el ejercicio de las funciones normativas y de regulación por el Estado y la asignación de la responsabilidad de las actividades productivas y comerciales al sector privado. b) Un nuevo marco legal conformado por la Ley de Electricidad, la Ley del SIRESE y sus reglamentos, c) La creación de la Superintendencia de Electricidad como organismo regulador, autónomo encargado de cumplir y hacer cumplir la ley y sus reglamentos y d) El funcionamiento de un mercado eléctrico mayorista con características competitivas.

En la actualidad la industria eléctrica en Bolivia se desarrolla principalmente a través del Sistema Interconectado Nacional (SIN) en el cual están integrados los principales centros de producción y consumo de los departamentos de La Paz, Cochabamba, Santa Cruz, Oruro, Potosí y Sucre y abarca alrededor del 90% del mercado nacional. Adicionalmente se cuenta con pequeños sistemas aislados con características diversas en las ciudades y poblaciones menores, que cubren el restante 10% del mercado eléctrico nacional.

En el Sistema Interconectado Nacional opera el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) donde la oferta está constituida por los generadores y la demanda por los consumidores no regulados y distribuidores. La oferta y la demanda se vinculan a través de las instalaciones de los transmisores y los precios se establecen con base en los costos marginales de generación o en contratos de suministro, libremente pactados por los agentes.

El mercado cuenta, desde 1996, con un administrador, el Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC), que realiza la planificación de la operación, el despacho a costo mínimo del sistema y elabora la información de las transacciones entre los agentes del mercado.

La intervención del Estado en la industria eléctrica, mediante la regulación tiene el propósito de inducir a su funcionamiento en condiciones de eficiencia económica, promoviendo la formación y operación de mercados competitivos donde estos sean posibles o simulando competencia donde el mercado no puede lograrla por si mismo.

La regulación del sector eléctrico se realiza con base en dos instrumentos, por una parte cuenta con el marco legal compuesto por la Ley del SIRESE, la Ley de Electricidad y su Reglamentación y por otra con la Superintendencia de Electricidad como organismo regulador encargado de velar por su cumplimiento.

La regulación del sector eléctrico se ejerce en cumplimiento del mandato principal establecido en la Ley de Electricidad de cumplir y hacer cumplir la Ley, asegurando la correcta aplicación de sus principios, objetivos y políticas y buscando alcanzar los objetivos establecidos en la Ley del SIRESE de operación eficiente de las actividades de la industria eléctrica, velando porque los intereses de los consumidores, las empresas y el Estado cuenten con la protección prevista por la Ley y así contribuir al desarrollo nacional y la expansión del servicio.

Desde la vigencia de la Ley de Electricidad, la actuación de la Superintendencia de Electricidad se ha concentrado en otorgar seguridad jurídica a las empresas y a los consumidores, velando por el cumplimiento de la Ley preservando los principios económicos que la sustentan. Esta situación se refleja en el ingreso al sector de nuevas empresas y en las importantes inversiones realizadas que prácticamente han duplicado las inversiones existentes antes de la vigencia de la Ley, lo que se traduce en ampliaciones del servicio y mejoras en la calidad beneficiando directamente a los consumidores.

## **Crecimiento**

La reforma del sector eléctrico estableció un marco favorable para la realización de inversiones y la expansión de las instalaciones en las distintas actividades de la industria eléctrica, que resultaron en un significativo incremento de la oferta pese a la contracción de la demanda en los últimos años por la crisis económica regional que también afectó al país.

## **Inversiones**

Las condiciones que ofrece el país para las inversiones en el sector eléctrico cubren adecuadamente los requerimientos de seguridad, rentabilidad y crecimiento de los inversionistas privados.

La existencia de un marco legal sectorial moderno y estable, compuesto por la Ley SIRESE, Ley de Electricidad y su reglamentación y de un regulador independiente encargado de su cumplimiento, otorga seguridad a los inversionistas.

El Mercado Eléctrico Mayorista con características competitivas y precios que reflejan los costos de oportunidad de la generación, los precios de transmisión y de distribución regulados con base en costos medios optimizados, con tasas de rentabilidad adecuadas al riesgo de cada actividad y la aplicación de fórmulas de indexación de precios para reflejar variaciones en los costos y proteger contra riesgos inflacionarios y cambiarios permiten expectativas de rentabilidad para empresas eficientes.

La existencia de recursos energéticos primarios, la perspectiva de crecimiento de la demanda interna, la demanda del mercado eléctrico brasileño, las posibles interconexiones y la integración de mercados regionales determinan interesantes perspectivas de crecimiento futuro.

En este contexto en el período 1996-2005, todas las empresas eléctricas que operan en el Sistema Interconectado Nacional realizaron importantes inversiones alcanzan a 830,4 millones de dólares de los Estados Unidos de América, monto que supera el valor de todas las inversiones realizadas en el sector hasta el año 1995.

Las inversiones en generación fueron realizadas por las empresas capitalizadas en cumplimiento de sus compromisos de inversión, por empresas existentes que ampliaron sus instalaciones y por nuevas empresas atraídas por las condiciones existentes en el sector eléctrico boliviano. El monto de las inversiones realizadas en esta actividad es de 424.9 millones de dólares de los Estados Unidos de América.

Las inversiones realizadas por las seis principales empresas distribuidoras del país, en subestaciones y redes de distribución alcanzan un valor de 283,7 millones de dólares de los Estados Unidos de América y fueron realizadas en cumplimiento de los compromisos de expansión contenidos en sus contratos de concesión.

Las inversiones en transmisión alcanzaron a 121,8 millones de dólares de los Estados Unidos de América, monto que cubrió adecuadamente las necesidades de expansión de la transmisión.

Fuente: [www.energyworld.com](http://www.energyworld.com)

## **5. Capacidad de generación y demanda de potencia**

La demanda de potencia en el Sistema Interconectado Nacional entre 1996 y 2005 se incrementó en 215 MW, de 544 MW a 759 MW, lo que equivale a un incremento total de 40% o a un incremento promedio anual de 4%. La demanda presentó un crecimiento alto hasta el año 1998, declinó en el año 1999 y prácticamente mantuvo su valor los siguientes dos años, recuperando en los últimos años nuevamente una tendencia creciente.

La oferta medida como la potencia efectiva disponible de las unidades generadoras, presentó un significativo incremento de 251 MW, pasando de 677 MW en 1996 a 1028 MW en 2005, equivalente a un incremento total de 52% o de 5,2% promedio anual. En el último año la composición de la oferta es 33 % hidroeléctrica y 67% termoeléctrica. En el año 1996 entró en operación la central de Carrasco con 112 MW, los años 1997 y 1998 se presentaron 32 pequeños incrementos con las ampliaciones de Zongo en 35

MW, el año 1999 se produjo el mayor incremento con el ingreso de la ampliación de la central Guaracachi en 120 MW y las hidroeléctricas Kanata con 7 MW y Huaji con 30 MW; en 2000 ingresó la central de Bulu Bulu con una capacidad de 88 MW, en 2001 la central hidroeléctrica de Yura repotenciada con 18 MW y en 2002 las centrales hidroeléctricas del Taquesi con 84 MW. En los años 2001 y 2002 se retiraron de la oferta siete unidades generadoras con una potencia de cerca de 100 MW. El balance de oferta y demanda determina un significativo incremento en la reserva del sistema que paso de 132MW en 1996 a 274 MW en 2005, el porcentaje de capacidad de reserva en el último año supera el 26% de la capacidad efectiva disponible.

La demanda de energía en el Sistema Interconectado Nacional de 2663 GWh en 1996 alcanzó a 3969 GWh en 2005. En forma similar a la potencia, la demanda de energía presentó un crecimiento alto hasta el año 1998, declinó en el año 1999 y prácticamente mantuvo su valor los siguientes dos años, recuperando en los últimos años nuevamente una tendencia creciente.

La generación de energía en el período pasó de 2.744 en 1996 a 4.047 en 2005, con una tendencia similar a la demanda de energía. Del balance de energía se establece que las perdidas y consumo propio que en 1996 eran de 7% se redujeron a 4%. En el último año la producción hidroeléctrica participó en 46% y la termoeléctrica en 54%.

### **Instalaciones y demanda de distribución**

Las instalaciones de las empresas de distribución del SIN, crecieron acordes al incremento de la demanda y los planes de expansión. El incremento de las líneas eléctricas (aéreas y subterráneas), registró una tasa promedio anual del 5,8% y en la gestión 2005, la cantidad total de líneas alcanzó a 25.502,0 km (706,8 km en AT, 11.692,2 km en MT y 13.103,1 km en BT).

Asimismo, la capacidad instalada en centros de transformación MT/BT, tuvo un crecimiento promedio anual de 5,3% y el año 2005 alcanzó 1.874,0 MVA, correspondiendo a 25.785 transformadores, entre monofásicos y trifásicos, de distinta capacidad.

Con relación a la demanda de energía eléctrica en el Sistema de Distribución, existe un crecimiento sostenido del orden del 6,4% (promedio anual). Es evidente que, producto de la crisis, el año 2000 el crecimiento fue del 1,4% y en 2001, de -0,1%). Posteriormente se presentó una recuperación y en la gestión 2005 alcanzó 4.100,48 GWh.

Si bien, la cantidad de consumidores ha incrementado regularmente; sin embargo los consumos de energía eléctrica (demanda), sufrieron disminuciones. En la gestión 2005, la cantidad de consumidores alcanzó a 1.124.728, en el Sistema Integrado Nacional; mientras que los Sistemas Aislados se cuentan con 320.364 consumidores.

Fuente: Energy Press



**Tel: 591 2 278 5052**  
**Fax: 591 2 211 7326**  
**Av 14 de Septiembre # 5080**

**Edición a cargo de: Karina Zelaya Cuellar**  
**[www.institutoprisma.org](http://www.institutoprisma.org)**

**[inprisma@ceibo.entelnet.bo](mailto:inprisma@ceibo.entelnet.bo)**