

## A.VI. SERVICIOS PÚBLICOS

En esta sección se presenta, en primer lugar, información sobre la situación del sector energético a nivel nacional entre los meses de abril de 2010 y julio de 2011. Luego se analiza la evolución del consumo de energía eléctrica en el ámbito porteño, en base a datos suministrados por las dos compañías que prestan servicio en la Ciudad de Buenos Aires, correspondientes al segundo trimestre de 2011 y se compara el acumulado con lo acontecido en 2010.

Por último, se considera la dinámica del consumo de gas natural según tipo de usuario en la Ciudad de Buenos Aires para el mismo período y acumulado, conforme la información suministrada por ENARGAS.

### SITUACIÓN ACTUAL DEL SECTOR A NIVEL NACIONAL

#### ENERGÍA ELÉCTRICA

En lo referente a la incorporación de energía eléctrica al sistema, en julio, se inauguró la usina termoeléctrica *13 de Julio* en la localidad cordobesa de Río Tercero. Ésta obra sumará una potencia de 32 Mw al sistema interconectado nacional. La usina, perteneciente a la *Generadora Córdoba (GECOR)*, una compañía integrada por el *Sindicato Regional de Luz y Fuerza* y el *Movimiento Cooperativo del Interior de Córdoba*, con

participaciones de 65% y 35%, respectivamente, implicó una inversión cercana a los USD 15M. La planta funcionará con dos grupos termoeléctricos marca *Fiat TG 16*.

Asimismo, y con vistas a futuro, en abril se anunció la construcción de una estación transformadora de 500 Kw en la ciudad de Paraná. La obra permitirá una mejora en el transporte y distribución de la energía eléctrica en Entre Ríos y, será financiada conjuntamente por el Gobierno Nacional y por el de la provincia, en 75% y 25%, respectivamente. En el mismo marco se realizarán obras complementarias en las estaciones transformadoras de *Santo Tomé* y *Salto Grande*, entre otras.

Con similar fin, en julio y en el marco del *Programa de Transmisión Eléctrica del Norte Grande* y de los compromisos entre la provincia de Misiones y la Nación, se anunció el llamado a licitación del segundo tramo de la obra *San Isidro-Candelaria-Roca-Pto. Mineral y Obras Complementarias* de Misiones. Este proyecto comprende la expansión de la línea de 132 Kw entre Candelaria y Puerto Mineral. Las labores tendrían un costo total de poco menos de \$ 200M, e incluirán la creación de la estación transformadora *Roca II*, de la subestación *Jardín América II*, la ampliación de la estación transformadora *Puerto Mineral* y el tendido de la línea de 33 Kw entre *Puerto Mineral* y *Jardín América*.

En tanto, en el mismo mes pero en la provincia de Santa Fe, y esta vez en el marco del *Acuerdo para la Gestión y Operación de Proyectos, Aumento de la Disponibilidad de Generación Térmica y Adaptación de la Remuneración de la Generación 2008-2011*, la firma *Central Vuelta de Obligado* (CVOSA) realizó un llamado a licitación pública nacional e internacional para la construcción, puesta en servicio y mantenimiento de una usina de 800 Mw en la localidad de Timbúes. La central producirá bajo un ciclo combinado, con capacidad de operar a gas natural, gasoil y mezcla de gasoil y biodiesel. CVOSA es una firma conformada por las compañías *Sadesa, Endesa, Duke* y el Estado Nacional. La licitación se hará bajo la modalidad "llave en mano" y la presentación de las ofertas se hará hasta el 16 de septiembre de 2011.

Por su parte, siguen adelante las licitaciones para la construcción de la usina *Manuel Belgrano II* en la localidad de Campana y para la ampliación de las centrales de *Ensenada* y *Brigadier López*. La primera conllevará una inversión estatal de \$ 4.860M y explotará un ciclo combinado, el cual permitirá incorporar al sistema nacional 810 Mw. Hasta principios de abril, cuatro consorcios, conformados por empresas de ingeniería y constructoras locales y españolas, presentaron sus ofertas técnicas y económicas, a saber: Electroingeniería (empresa de capitales nacionales), UTE (grupo formado por *Techint* y la española *Abengoa*), el tandem de *Iecsa* (empresa controlada por fondos nacionales e italianos) e *Isolux* (firma española); y, por último, la sociedad compuesta por *Petersen* (del grupo *Eskenazi*) y por la ibérica *Duro Felgueras*. La obra, que se licita bajo la modalidad "llave en mano", será adjudicada por *ENARSA* a la oferta más conveniente y el ganador tendrá un plazo de 36 meses para la ejecución de los trabajos.

En tanto, el segundo proyecto radica en la ampliación a ciclo combinado de la centrales *Ensenada* y *Brigadier López*, lo que aportará alrededor de 420 Mw al sistema. En este caso, la

licitación quedó entre las mismas empresas que se presentaron para la construcción de la usina de Campana. La licitación tiene un presupuesto de \$ 4.009M y las obras podrán iniciarse una vez terminados los ciclos abiertos de ambas centrales, las cuales se esperan estén en servicio entre agosto y noviembre en el caso de *Ensenada* y en los primeros meses de 2012 en el caso de la central de Santa Fe. Las condiciones de adjudicación serán idénticas a la obra de Campana, siendo el plazo de ejecución de 30 meses.

También con vistas al aumento de la oferta futura, el Ejecutivo Nacional anunció la construcción de una cuarta central atómica y el comienzo de estudios para la creación de nuevas represas. La titular de la Comisión Nacional de Energía Atómica (CNEA) fue la encargada de confirmar los planes de construcción de la nueva central atómica, la cual se sumaría a *Embalse, Atucha I* y, la aún inconclusa, *Atucha II*, y que tendría un potencial de generación de entre 1.000 y 1.600 Mw (4% de la energía total actual del país). El proceso de licitación comenzará ni bien se tenga los resultados finales de lo que ha sucedido en la central japonesa de *Fukushima*.

Asimismo, se destinó USD 42M para el *Programa de estudios en el sector energético*, el cual buscará desarrollar estudios sobre la factibilidad de una serie de proyectos hidroeléctricos a desarrollar en distintos puntos del país. La resolución 197/2011 que da el marco del mencionado programa establece que es el subsecretario de energía eléctrica el que estará en la dirección ejecutiva del mismo. Uno de los proyectos que parece más viables es el de *Michihua*, que se ubicará sobre el río Limay, involucrando a Neuquén y Río Negro, con una potencia instalada estimada de 621 Mw. Asimismo, se planea desarrollar un inventario y conocer la viabilidad de la represa *Garabí* en el río Uruguay –bajo jurisdicción de Argentina y Brasil- y de *El Baqueano* sobre el río Diamante en Mendoza.

También durante los últimos meses, el gobierno chileno confirmó la existencia de planes para exportar electricidad a la Argentina a través de la central *Salta*, perteneciente a la filial *TermoAndes* de la empresa chilena *Gener*, con el fin de aliviar la crítica situación energética que suele vivir nuestro país, específicamente durante el verano. La mencionada central fue inaugurada en 1999, cuenta con una turbina de ciclo combinado a gas natural y una potencia de 642 Mw. Actualmente, la energía que se genera en la central se transmite al *Sistema Interconectado del Norte Grande Chileno (SING)* por una línea de transmisión dedicada de 345 Kw, y al sistema eléctrico argentino por intermedio de cuatro líneas de 132 Kw.

La producción de energía eléctrica en el norte grande chileno es cercana a los 4.000 Mw y la actual demanda de esa zona llega a casi los 2.000 Mw, lo que implica que hay una brecha anual de energía de unos 2.000 Mw. Sin embargo, se proyecta que esta holgura llegará a los 3.000 Mw el próximo año, debido a la construcción de dos centrales eléctricas; asimismo, se prevé ampliar la matriz energética del área en 1.500 Mw más al ir inaugurando, en los próximos años, proyectos ya aprobados, la mayoría de ellos a carbón. Por lo tanto, la exportación de electricidad hacia Argentina es factible y podría representar un interesante negocio para las generadoras chilenas involucradas.

En tanto, en Chile advierten que va a ser necesario realizar estudios técnicos y normativos que permitan ejecutar una interconexión que sea viable para su país, donde se minimicen los riesgos de apagones y fallas argentinas que puedan afectar al sistema chileno. También consideran de suma importancia la definición de los volúmenes a exportar, los cuales deben permitir resguardar la seguridad del abastecimiento en el norte, y el análisis del efecto que los precios exportables tendrían sobre el mercado local. Asimismo, también se ha estudiado la posibilidad del enviar gas natural licuado (GNL) de Chile a Argentina, desde las plantas de regasificación de Mejillones y Quinteros.

En un marco más hipotético, se ha planteado en Chile la posibilidad de abastecer directamente desde ese país a ciertas ciudades en el norte argentino, lo que requeriría que esas urbes se desconecten del sistema eléctrico nacional y dependan enteramente de la energía trasandina.

Por otro lado, también se continúa con la discusión sobre la idea de la interconexión hidroeléctrica en el sur. Este último proyecto se vincula con la idea de conectar las centrales hidroeléctricas de Santa Cruz (actualmente en construcción) con las chilenas. En el mismo marco, la minera *Xstrata Copper* busca instalar en territorio Argentino unos 1.300 km de líneas de transmisión de su proyecto *Energía Austral*, con el fin de disminuir sus costos.

Datos cualitativos sobre expectativas de ejecución de inversiones productivas de las empresas privadas del sector de electricidad para el tercer trimestre del año 2011, publicados por el INDEC en el Indicador Sintético de Energía, indican que el la mitad tendría previsto realizar inversiones productivas, mientras que 20% no encararía nuevas inversiones y el restante 30% continuaría con la ejecución de las iniciadas en períodos anteriores. En cuanto al destino de las mismas, merece destacarse que el 41,7% se concretarían para mejorar la calidad del servicio, el 33,3% a aumentar la producción, el 16,7% a optimizar el aprovechamiento de insumos y el restante 8,3% a reducir otros costos no laborales.

## **GAS**

En lo referente a la explotación de gas, se aprobaron cinco programas para la exploración de este recurso natural en las provincias de Neuquén y Río Negro. El primero de éstos, el cual estará a cargo de la compañía *Apache*, incorporará 200.000 m<sup>3</sup> por día de gas no convencional al sistema energético nacional. El pozo, que tiene 3.900 m de profundidad y una extensión de 865 m en su recorrido horizontal, está ubicado en la formación llamada Precuyo, y fue perforado en sociedad con *Pampa Energía*, que posee el 15% de la participación en el proyecto.

En tanto, los restantes cuatro programas tienen que ver con exploración y explotación en el marco del programa *Gas Plus*. Dos de los cuales fueron presentados por *Petrobras Argentina* para la búsqueda y explotación del bien en las formaciones Mulichinco y Tordillo, en el área de la concesión El Mangrullo. Otro fue otorgado a *Tecpetrol S.A.* para el proyecto *Puesto Miranda*, a desarrollar en la explotación Los Bastos, en Neuquén; el 85% de la producción de dicho emprendimiento se regirá por las reglas del Programa *Gas Plus*, y el restante 15% deberá destinarse a cubrir los defectos de inyección derivados del incumplimiento de los compromisos asumidos en el marco del acuerdo con los productores de gas natural 2007-2011. El último, el cual corresponde a la petrolera *Entre Lomas S.A.*, se denomina *Charco del Palenque*, y se desarrollará en la explotación Agua Amarga, ubicada en la provincia de Río Negro; en este caso la petrolera deberá mantener niveles de entrega de gas natural superiores al 95% de su producción neta. En los cuatro casos, la aprobación otorgada queda supeditada a la previa comprobación del cumplimiento de los parámetros fijados por la Secretaría de Energía. Prontamente, se deberán presentar un detalle de los costos involucrados en el desarrollo de los proyectos y el precio estimativo de comercialización del servicio. Además, las empresas tendrán que exponer el esquema de medición y producción de los reservorios en cuestión, los cuales deberán ser de la entera satisfacción de la Secretaría. Por último, la contabilidad de los reservorios tendrán que tratarse por separado de cualquier otra, de manera de poder ser verificadas en cualquier momento por los organismos oficiales.

En tanto, la compañía *Apache* terminó un pozo de *shale gas*, el cual se constituye como la primera perforación con fracturas múltiples de Latinoamérica, operación que demandó tecnología y equipamientos inéditos en el país y una inversión de USD 24M. El mismo es un pozo exploratorio, denominado ACOxp2001, realizado en el yacimiento Anticlinal Campamento, a 30 km

de Zapala, el cual, después de seis meses de trabajo, llegó a los 4.452 m de profundidad y tuvo una complejidad extrema por su alta presión, temperatura e inestabilidad. El próximo paso buscará retirar los tapones que tienen las fracturas hidráulicas realizadas para liberar el gas atrapado en la roca generadora de hidrocarburos. Una vez que se quiten los tapones, el pozo devolverá a la superficie parte del agua inyectada para producir las fracturas y con el tiempo surgirá el hidrocarburo; luego, deberá ser ensayado para ver si es exitoso.

En lo que refiere a exportación de gas, se registró a fines de junio, el corte del suministro a un grupo de empresas de Uruguay, el cual afectó a menos de 10 compañías de gran consumo (se mantuvo el servicio al sector residencial). Cabe aclarar que los contratos firmados entre ambos países incluyen la posibilidad de restricciones en caso de alta demanda en Argentina a cambio de tarifas preferenciales. El tratado firmado entre Argentina y Uruguay supone una importación máxima de 300.000 m<sup>3</sup> diarios de gas, lo que tiene que ser suficiente para atender las necesidades de los clientes ininterrumpibles, es decir, de unos 45.000 hogares.

En cuanto a la importación, se destaca la inauguración del *gasoducto Juana Azurduy* y del buque regasificador de Escobar; en tanto, creó fuerte controversia la compra de GNL a Qatar.

El 20 de junio, la Presidente de la Nación y su par boliviano inauguraron el *gasoducto de integración Juana Azurduy*. La obra, que tiene una extensión de 48 km, extendiéndose desde Yacuiba (Bolivia) hasta Campo Durán (Salta), inyectará, en principio, 7 millones de m<sup>3</sup> diarios, pero se prevé llegue a 27 millones de m<sup>3</sup> diarios de gas. Con un costo de USD 40M, el gasoducto será el primer paso para proveer de gas a las provincias del noreste argentino, para lo cual se espera la construcción de las tuberías hacia dicha región del país.

Pocos días antes, la Presidente había inaugurado la terminal regasificadora *Escobar GNL*. La planta que corresponde en partes iguales a la estatal *ENARSA* y la española *Repsol-YPF*, e involucra tecnología ofrecida por *Excelerate Energy*, permitirá duplicar la importación de gas al país. En un primer momento hará posible la inyección de alrededor de 8 millones de m<sup>3</sup> de gas al sistema, con la posibilidad de elevar ese número hasta los 15 millones de m<sup>3</sup>. Dicho volumen cubriría, en un principio, 10% del consumo nacional y buscará satisfacer la demanda de la región metropolitana en los días más fríos del año, como así también proveer del recurso a las centrales eléctricas de Rosario y Campana. La planta se trata de un buque regasificador anclado en las costas que recibirá cargamentos de gas natural licuado (GNL). El proceso regasificador permitirá transformar el combustible que llega en estado líquido a su estado original para ser inyectado en el sistema.

Por otra parte, el proyecto de compra directa de gas a Qatar, surgido durante la visita de la Presidente, Cristina Kirchner, a dicho país árabe en abril del corriente año, se definió a fines de junio, cuando el Ejecutivo Nacional anunció la firma del borrador del acuerdo de compra. El plan contempla la obtención de 5 millones de toneladas anuales de gas licuado (GNL) a *Qatargas* a partir de 2014 y por un período de 20 años, lo que equivale al 16% del actual consumo nacional. El acuerdo se hizo en forma directa, es decir, sin licitación, e implicará un desembolso, como mínimo, de USD 40.000M. Desde la estatal *ENARSA*, explicaron que la falta de licitación se debió a la urgencia de cerrar el trato con Qatar y, así, asegurar el abastecimiento de gas.

*ENARSA* comunicó que el precio al que se pagará el GNL será determinado por la empresa Qatarí y que será el mismo que pagan otras naciones. *Qatargas* tiene una fórmula propia para calcular el valor del gas, basada en el precio del petróleo *Brent*, lo que supondría un costo anual total de USD 2.000M. Sin embargo, estimaciones privadas pusieron en duda estos valores, indicando que el costo total superará los USD 50.000M.

Entre quienes se manifestaron en contra de la firma de este convenio, argumentan las desventajas del precio atado al *Brent* y los actuales altos valores de la energía; en tanto, los que están a favor, expusieron que bajo el esquema de precios presentado, habría un ahorro de 20% sobre lo que costaría la misma energía si se utilizaran combustibles líquidos.

El contrato con Qatar también supone la construcción de un puerto especial en el golfo San Matías, en la provincia de Río Negro, para recibir los barcos clase Q, que por su tamaño no pueden entrar en ninguna de los dos plantas regasificadoras que tiene el país (Bahía Blanca y Escobar). Dicha infraestructura supondrá una inversión de USD 300M.

Dentro de la misma temática, el intendente de Bahía Blanca, anunció que dicha ciudad tendrá en 2012 su segunda planta regasificadora, la cual se ubicará en Puerto Cuatros, a 8 Km del otro puerto bahiense donde se encuentra un buque del mismo tipo. La nueva terminal tendrá una mayor capacidad de procesamiento que la instalada en 2008 y sería fruto de una asociación entre *YPF* y *ENARSA*. Según trascendidos la inversión rondaría los USD 200M e incluiría la construcción de dos muelles, además del dragado a 14 m de profundidad del tramo de la ría ubicado entre ambos puertos regasificadores.

En cuanto a las expectativas de inversiones de empresas privadas del sector de gas para el primer trimestre de 2011, según datos relevados por el INDEC, el 50% de las firmas no realizaría nuevas inversiones, y el 8,3% continuará con las iniciadas en períodos anteriores. Del 41,7% que tiene previsto realizar nuevas inversiones, las mismas se orientarían principalmente a incrementar la producción (46,3%), a mejorar la calidad del servicio (29,6%) y a aumentar a participación en el mercado interno (12,9%), en tanto que el 11,2% se dirigirá a optimizar el aprovechamiento de insumos.

## RESTRICCIONES DE GAS A USUARIOS INDUSTRIALES

Desde 2004, se repiten durante los meses más fríos del año, restricciones de gas a los clientes industriales. Dichas limitaciones suceden cuando comienzan a registrarse temperaturas menores a 17°C, es decir, cuando se empiezan a utilizar los sistemas de calefacción de ambientes, por lo que las demandas residenciales pueden llegar a duplicar los valores medios diarios.

Durante 2011, las restricciones comenzaron a principios de mayo<sup>1</sup> y como consecuencia de los primeros días con bajas temperaturas. El Ejecutivo Nacional dio nuevamente prioridad al suministro a hogares por lo que dispuso restricciones de gas a las mayores industrias del país, lo que provoca la denuncia del sector manufacturero debido a las pérdidas de productividad por falta de energía.

Al comienzo, el Ejecutivo dispuso no distribuir el faltante de gas entre varias empresas, sino concentrar la restricción en un puñado de compañías, como por ejemplo la planta de TGS (en Bahía Blanca), la de Refinor (en Salta) y Compañía Mega (en Bahía Blanca). En paralelo con las restricciones (denominadas así porque no hay un corte total del suministro) el Ejecutivo Nacional, a través de CAMMESA, la compañía administradora del mercado mayorista eléctrico, dispuso la utilización de mayores volúmenes de fuel oil y gasoil para la generación eléctrica<sup>2</sup>. Hacia junio, las restricciones se ampliaron, afectando al grupo denominado de Grandes Consumidores (GU), compuesto por aquellos que demandan más de 10.000 m<sup>3</sup> por día<sup>3</sup>.

Entre las causas de la incapacidad del sistema de abastecer a todos los usuarios durante la época invernal resaltan el fuerte incremento de la demanda residencial por los precios bajos y la caída de la oferta por falta de inversión relacionada con las tarifas. A causa de esto, los industriales volvieron a manifestar la imperiosa necesidad de incrementar las tarifas residenciales<sup>4</sup> para lograr reducir su consumo. Asimismo, los empresarios del sector remarcan que los beneficios de los subsidios en materia de gas no alcanzan a los sectores más vulnerables de la sociedad, debido a que éstos, en su mayoría, no cuentan con acceso a las redes de gas natural (GN), por lo cual utilizan garrafas, las cuales son más caras<sup>5</sup>.

En busca de satisfacer la creciente demanda, el gobierno nacional inauguró dos estaciones regasificadoras de GNL (gas natural licuado), las cuales podrán inyectar hasta 24 millones de m<sup>3</sup>. Asimismo el anuncio de la construcción de otro buque regasificador en Bahía Blanca incrementaría aún más la disponibilidad. Al mismo tiempo, el programa *Gas Plus* promueve una gran cantidad de proyectos que se están desarrollando, principalmente, en la Patagonia Argentina.

(continúa)

<sup>1</sup> En los planes oficiales, las restricciones a los grandes consumidores estaban previstas para mediados de junio; sin embargo, los conflictos gremiales de Santa Cruz y los problemas operativos planteados en Tierra del Fuego adelantaron los recortes. En el caso de Santa Cruz, las medidas de fuerza de los docentes y de un sector de la UOCRA impidieron la actividad plena de los petroleros, lo cual se tradujo en una pérdida de producción diaria de gas del orden de los 5 millones de m<sup>3</sup>. A eso se agregan otros 6 millones de m<sup>3</sup> diarios que no se inyectaron desde Tierra del Fuego por la rotura de un compresor en el yacimiento *Cañadón Alfa* de la empresa *Total*.

<sup>2</sup> Conviene recordar que el gas también es utilizado por centrales eléctricas para la producción de energía, la cual también es utilizada como alternativa para la calefacción de ambientes.

<sup>3</sup> Cabe resaltar que debido a que dicho segmento viene sufriendo esta política desde 2004/2005, ya cuentan con sistemas alternativos para suplir el faltante con gas oil o gas propano, ambos más caros que el gas natural. Otra forma de abastecimiento alternativo es el programa *Gas Plus*, que se pacta entre generadoras y empresas a precio libre, no regulado por la tarifa oficial; sin embargo, durante el último invierno, aún esos usuarios sufrieron cortes. Asimismo, según la Unión Industrial Argentina, algunas industrias se resisten a utilizar el gas del programa *Gas Plus* debido a que el costo por BTU es de USD 7 el millón de m<sup>3</sup> contra menos de USD 4 que pagan por el gas convencional.

<sup>4</sup> La escala ideada por el Gobierno prevé que cuanto más se consuma más se pague. Así, el valor del m<sup>3</sup> cúbico varía de acuerdo con la demanda; por ejemplo, el precio para el sector de 1.001 m<sup>3</sup> a 1.250 m<sup>3</sup> anuales es de \$ 0,05, mientras que para el de más de 1.800 m<sup>3</sup> es de \$ 0,24.

<sup>5</sup> A este respecto, el Gobierno Nacional implementa el programa de "Garrafa social". Sin embargo, se multiplican en el país las denuncias por la falta de garrafas a los valores anunciados por el Ejecutivo.

## RESTRICCIONES DE GAS A USUARIOS INDUSTRIALES (CONT.)

Si bien se ha argumentado que el gasoducto *Juana Azurduy* ayudaría a suplir las deficiencias energéticas, dado que inyectará 7 millones de m<sup>3</sup> diarios promedio, se ha de tener en cuenta que el gas proveniente de Bolivia será destinado a las provincias del NEA, las cuales no cuentan con el servicio, por lo cual no servirían con el fin anteriormente mencionado.

En resumen, un fuerte crecimiento del consumo de gas no está siendo acompañado por la suficiente inversión en nuevas explotaciones domésticas, sino, por el intento de importar lo necesario en forma de GNL. El Ejecutivo Nacional da prioridad al consumo residencial, por lo que la industria denuncia pérdida de productividad; sin embargo, está previsto que ésta utilice energía del programa *Gas Plus*, que los industriales consideran demasiado caro.

En tanto, el gobierno nacional anunció, a mediados de junio, la extensión de la intervención estatal en *Metrogas*, por al menos, otros cuatro meses. Asimismo, el Ente Nacional Regulador del Gas (*ENARGAS*) ratificó como interventor a Antonio Gómez. La intervención comenzó en junio de 2010 cuando *Metrogas* se declaró en *default*. Posteriormente, a mediados de julio, la distribuidora de gas presentó una propuesta de acuerdo a sus acreedores, que incluye la emisión de obligaciones negociables a 14 años de plazo con una quita del 55% del capital de la deuda. El adelanto de casi 9 meses al límite impuesto por la ley para la reestructuración de su deuda se debió a la propuesta de la petrolera *YPF* de comprarle a la empresa *BG* sus acciones de *Gas Argentino* (*GASA*); dicha opción de compra, que vencía en octubre, estaba condicionada a que una negociación exitosa saque a *Metrogas* del concurso de acreedores. La oferta presentada dicta el pago a los acreedores con obligaciones negociable (ON) en dólares cancelables a 14 años y por el 45% de la deuda original. Las ON se amortizarán al 1% anual desde el año 3 hasta el 13 y el saldo restante (89%) se cancelará al vencimiento, con una tasa de interés de 4% anual.

Conviene recordar que *Metrogas* es la mayor distribuidora de gas de América Latina, teniendo

como foco la prestación de servicio a la Ciudad de Buenos Aires y a 11 partidos del Gran Buenos Aires. El 70% de la empresa pertenece a *GASA*, el 8,3% a la *ANSES*, el 11,7% cotiza en Bolsa y el 10% corresponde a las acciones en poder de los trabajadores. Asimismo, *YPF* tiene el 45,3% de *GASA* y aspira a comprar el 54,67% restante, actualmente en manos de *BG*, para lo cual depende de la autorización del Ejecutivo Nacional, debido a que por su condición de productora de gas, esta impedida de entrar al negocio de la distribución del mismo bien.

Asimismo, en el período en estudio, se desarrolló una protesta en Salta que provocó el corte de las importaciones de gas provenientes de Bolivia. Las causas del conflicto se vinculan con reivindicaciones gremiales de los trabajadores de la planta *Refinor*, la cual pertenece a *YPF* y *Petrobras*. El conflicto obligó a la empresa a volcar los componentes ricos del gas (así se denomina a los líquidos que se utilizan para producir el contenido de tubos y garrafas) a gasoductos, con lo que compensó de forma parcial la merma de la importación.

Por último y en lo vinculado a tarifas del servicio de gas, se observó que las facturas emitidas a clientes residenciales de gas antes de junio,

cuando aún no regían los subsidios a la importación y que implican un cambio de categorías de los consumidores, llegaron con aumentos de hasta 100%. Quienes más sufrieron son aquellos cuyas facturas abarcan el servicio desde el 1° de abril al 31 de mayo, dos meses con pleno precio libre. Los subsidios de este año serán de 100% entre junio y julio, y de 70% entre agosto y septiembre, en todos los casos exclusivamente para los clientes que consumen menos de 1.000 m<sup>3</sup> por año. Desde el Estado se ha hecho hincapié que hacia fin de año todos los clientes serán beneficiados por los mismos valores subsidiados.

Bajo las condiciones enunciadas, resaltan los problemas protagonizados por los consumidores que apenas exceden el límite de los 1.000 m<sup>3</sup>, y los consorcios, donde el consumo general supera largamente dicho umbral; en estos casos, el total consumido se divide por la cantidad de departamentos: si el promedio provoca que se sobrepase el límite todos pagan un precio sin subsidio.

## **PETRÓLEO**

En lo que respecta a petróleo, *YPF* y *Tecpetrol* anunciaron importantes hallazgos en Neuquén, en tanto que la primera de las empresas finalizó la exploración del Atlántico Sur sin resultados.

En mayo, *YPF* anunció el descubrimiento de un importante yacimiento no convencional de petróleo (*shale oil*) en Loma La Lata, Neuquén, con reservas potenciales equivalentes a 150 millones de barriles diarios de crudo, lo que equivale al 35% de las reservas de petróleo de la empresa y 8% de las del país. La empresa anunció que la inversión total será cercana a los USD 370M, de los cuales USD 100M ya han sido utilizados. Asimismo, se informó que seis pozos ya se encuentran produciendo entre 200 y 560 barriles por día, y que se realizará la perforación de otros 17 y la fractura de 14 ya existentes. El petróleo encontrado es de alta calidad y está en

una formación geológica, ubicada en la cuenca neuquina, conocida como Vaca Muerta; dicha formación es una roca de aproximadamente 30.000 km<sup>2</sup> de extensión, que se encuentra a 3.000 m de profundidad y que tiene espesores que van de 50 a 400 m. De dicha área *YPF* tiene dominio sobre 12.000 km<sup>2</sup>, de los cuales solo ha explorado 330 km<sup>2</sup>.

Dos meses después, la misma empresa informó el descubrimiento de otro *shale oil* en el bloque Bajada de Añelo, en la mencionada provincia patagónica. En este caso la producción se estima en más de 250 barriles diarios de crudo y es el primero del tipo *shale oil* fuera de Loma La Lata, siempre dentro de la cuenca neuquina. Este hallazgo se enmarca en el *Proyecto de Futuro-Programa de Desarrollo Exploratorio 2010/2014* que la empresa puso en marcha en diciembre de 2009. El petróleo hallado es de alta calidad (48 grados API en flujo natural), del tipo medanita; en tanto, la perforación del pozo alcanzó los 3.000 m de profundidad, con fracturas en los 150 m de espesor. *YPF* tiene el 70% de participación en la exploración del bloque, en tanto el restante 30% se divide en partes iguales entre *Rovella Energía S.A.* y *G&P del Neuquén*.

En medio de ambos anuncios de la compañía nacional, en la misma provincia, pero en el área de Los Bastos (a 50 km de la Ciudad de Neuquén), la empresa *Tecpetrol* anunció el hallazgo del segundo yacimiento de gas y petróleo de la zona. Se trata del pozo CdIP X-1, el cual es resultado de una perforación hasta 2.100 m, con punciones y fracturas por intervalos, donde los combustibles se alojan en el segmento comprendido entre los 1.849 y 1.879 m, en la formación Lotena.

El mismo es un pozo surgente y de una boca de 10 mm, que facilita la obtención de un caudal de 76.000 m<sup>3</sup>/día de gas y 65 m<sup>3</sup>/día de petróleo. Asimismo, un mes después, se dio a conocer un nuevo hallazgo de gas en la zona, y en la misma formación, el cual se denominó pozo *Puesto La Miranda x1* que tuvo resultados positivos en el

punzado con fractura realizado entre los 1.819 y 1.823 m; éste último es un reservorio convencional que produce 103.776 m<sup>3</sup> diarios. El proyecto *Puesto la Miranda* fue aprobado por la Secretaría de Energía de la Nación como *Gas Plus*, por lo cual *Tecpetrol* podrá vender el hidrocarburo a precios más altos que los que se pagan en el mercado por el de los yacimientos en producción antes de 2008, cuando se implementó el plan nacional de incentivo a la extracción gasífera. El 85% del gas que se obtenga se regirá por las reglas del *Programa Gas Plus*, y el 15% restante se deberá destinar a cubrir los defectos de inyección derivados del incumplimiento de los compromisos asumidos en el marco del "Acuerdo con los Productores de Gas Natural 2007-2011".

En contraposición con los hallazgos, y cinco meses después de su anuncio, *YPF* informó que su ambicioso plan de búsqueda de petróleo en la zona del Atlántico Sur (en aguas territoriales argentinas al norte de Malvinas, aunque no dentro de la zona de exclusión delimitada unilateralmente por Gran Bretaña), terminó sin lograr hallar hidrocarburos. La petrolera hispano-argentina, reconoció que los trabajos en el primer pozo, el cual tuvo una profundidad de 2.000 m y que demandó una inversión de USD 150M, fueron negativos. Sin embargo, la empresa destaca que la actividad exploratoria que se realizó en la Cuenca Malvinas, ubicada a 300 km de Río Grande y a 130 m de la Isla de los Estados, significó un hito histórico para el desarrollo de la exploración en la Argentina, dado a que permitirá extraer información y elaborar un nuevo mapa geológico que ayudará a las futuras operaciones en la zona.

La misma última empresa también comunicó nuevos proyectos de exploración en Entre Ríos, provincia sin actividad carburífera hasta la fecha. Directivos de *YPF* manifestaron que con base a los estudios geológicos y análisis de documentación sísmica y de pozos, los cuales dieron como resultado la viabilidad de encontrar hidrocarburos, se ha tomado la decisión empresarial de realizar inversiones para hacer estudios sísmicos de prospección y luego perforaciones exploratorias

concretas en búsqueda de petróleo y gas. El proyecto contempla realizar para fines de año el relevamiento sísmico en toda la provincia y de acuerdo a las conclusiones se elegirán los lugares para realizar cuatro pozos exploratorios.

En tanto, a fines de mayo, la exploradora estatal *Oil India* anunció que buscará comprar gas en Argentina a través de una participación en alguna empresa o de lograr la concesión de una explotación. La necesidad india de comprar crudo se basa en que dicho país importa el 80% del combustible que utiliza. En este marco, el gobierno del país asiático destinó entre 40.000M y 45.000M de rupias (USD 888M y USD 1.000M) a la búsqueda de activos en el exterior.

También el INDEC aportó datos cualitativos sobre las inversiones de las empresas privadas del sector petrolero. El 50% de las firmas consultadas tiene previsto inversiones productivas en el tercer trimestre de 2011 y el 16,7% ejecutar las ya iniciadas en períodos anteriores; en tanto, el restante 33,3% no tiene intenciones de hacer inversiones de ningún tipo. Los principales destinos de las mismas serían el de mejorar la calidad de los productos o servicios y el de aumentar la producción (ambos con 43,8%); en tanto el 6,3%, se dirigiría a incrementar la participación en el mercado interno y, una menor proporción, a optimizar el aprovechamiento de insumos (6,1%).

## **ENERGÍAS RENOVABLES**

Si bien continúan los proyectos de exploración y explotación de energías no renovables vinculada a combustibles fósiles, las crecientes necesidades energéticas tanto eléctricas como para el transporte, siguen produciendo un marco favorable para el desarrollo de iniciativas vinculadas a energías renovables.

En este contexto, se presentaron tres novedades. La primera tiene que ver con la inauguración, a fines de mayo, del *Parque Eólico Arauco* en la provincia de La Rioja, él cual recibió la

certificación oficial como proveedor de energía al Sistema Interconectado Nacional (SIN) y cobrará USD 126 por Mw. Una vez que CAMMESA rubrique el contrato, el mencionado parque incorporará energía no convencional por un período de 15 años.

Por otra parte, en los primeros días de junio, *Duke Energy Argentina*, operadora de la central térmica *Alto Valle* y del complejo hidroeléctrico *Cerros Colorados*, anunció la puesta en marcha de un proyecto de energía renovable para la Patagonia. La iniciativa consiste en proveer de energía renovable, eólica e hidroeléctrica a dos comunidades de la provincia del Neuquén, Cochico-Coyuco y Chorriaca, con el fin de brindarles energía eléctrica sostenible las 24 horas del día.

Pocos días después, la sociedad *ENERSE-SAPEM* y la empresa Argentina *IMPESA* anunciaron la firma de un acuerdo para la construcción de un parque eólico en la localidad santiagueña de El Jume, el cual tendrá 4 aerogeneradores, con una potencia de 8,4 Mw. Dicho parque tendrá una superficie de 750.000 m<sup>2</sup> y será emplazado a 8 km de la ciudad de Ojo de Agua y a 190 km de la capital santiagueña. Las turbinas aerogeneradoras tendrán una potencia 2,1 Mw cada una, serán montadas sobre torres de 85 m de altura y poseerán palas de un radio de 43 m. La nueva energía que se genere llegará hasta el Sistema Eléctrico Sur de Santiago del Estero y beneficia a emprendimientos ganaderos y agrícolas. Actualmente dicha área recibe energía eléctrica de Córdoba.

## COMBUSTIBLES

En lo que refiere a la venta de combustibles a los consumidores particulares, durante el período de referencia se observaron modificaciones en las características del mercado. Para comenzar, a principios de mayo, la empresa *Oil Combustibles*, integrante del grupo *Idalo*, perteneciente al argentino Cristóbal López, anunció la adquisición de la refinería *San Lorenzo* y de 365 estaciones de servicio pertenecientes a la red comercial de la

petrolera *Petrobras* a USD 110M. La mencionada refinería tiene una capacidad instalada para producir unos 150.000 m<sup>3</sup> de petróleo por mes y se dedica, casi exclusivamente, a abastecer gas oil y fuel oil. La novata empresa anunció que se abastecerá de *Chevron*, *Total*, *CGC* y *Petrobras*, entre otras. Asimismo, la firma comunicó la inversión de USD 12M en la remodelación de las estaciones de servicio, diseminadas principalmente por Buenos Aires, Córdoba y Santa Fe, de las cuales se espera estén renovadas 200 en agosto. En dicho mes se comenzará una campaña masiva con la nueva marca. Se estima que la red de *Oil Combustible* facturará unos USD 800M y captará 5% del total del mercado, lo que la colocaría cuarta en el ranking, detrás de *YPF*, *Shell* y *Esso* y compartiendo posición con *Petrobras*.

Dentro del mismo contexto, la empresa líder del mercado dejó de vender nafta común a partir de mayo. *YPF* ya había dejado de refinar este tipo de combustible a finales del año pasado, y lo siguió despachando, hasta lograr agotar las reservas que quedaban en sus depósitos. Desde la firma explicaron que la decisión estuvo basada en la evolución tecnológica de los motores. La Cámara de Comercio Automotor estima que las ventas de nafta común representaron 4,4% de las ventas totales de 2010 y corresponden a vehículos de más de 15 años de antigüedad, que en total no llegarían a superar los 400.000. En tanto, *Shell*, *Esso* y *Petrobras* seguirán comercializando nafta común.

Un punto crítico dentro del mercado de venta de combustibles, tuvo que ver con los faltantes registrados en todo el país especialmente entre junio, julio y agosto, afectando principalmente a San Luis, Mendoza, Jujuy, Chaco, Buenos Aires, Misiones y la Ciudad de Buenos Aires, donde hubo una provisión irregular de naftas, gas-oil y GNC. En consecuencia, muchas estaciones de servicio establecieron cupos máximos de comercialización, mientras que otras pusieron carteles que informaban de un desabastecimiento total.

En dicho contexto, las petroleras aseguraron que el despacho de combustibles entre enero y mayo subió 6,2% en comparación a igual período del año anterior; también admiten que la demanda está superando las previsiones. Según representantes de *YPF*, existe un desabastecimiento de naftas derivado de la presión del creciente parque automotor y de la actividad agropecuaria, pese a que su oferta creció 10% en los primeros cinco meses del año. Asimismo, otro factor que ocasiona la falta de combustible en el país tuvo que ver con la caída de la producción acaecida por los múltiples conflictos que afectaron la industria en Santa Cruz, donde las destilerías trabajaron entre 10% y 15% por debajo de su capacidad. Grupos críticos apuntaron a que las causas de la escasez se vincularon fuertemente con la falta de inversión en exploración de la última década, lo que estaría íntimamente relacionado con las bajas tarifas de los bienes y servicios hidrocarburíferos. Por su parte la Federación de Expendedores de Combustibles de la República Argentina (FECRA) emitió un comunicado en el que consideran imperiosas las subas de precios e incrementar las importaciones, hasta tanto la Argentina pueda volver a autoabastecerse.

Por otra parte, la falta de GNC se podrían relacionar con las restricciones dispuestas por los gobiernos provinciales y nacional en distintas zonas del país, originadas por el alta demanda vinculada a las condiciones climatológicas estacionales; en éste contexto, se buscó priorizar el consumo residencial, no sólo por sobre el de GNC, sino también por sobre el industrial.

Como ya se ha dicho, múltiples conflictos tuvieron en vilo la producción de hidrocarburos en el país. Entre ellos, se destaca la seguidilla de episodios que complicó a la industria petrolera en Santa Cruz, que comenzó en abril cuando un conflicto gremial mantuvo paralizada la producción por 26 días, debido a que los trabajadores bloquearon la entrada a los pozos de extracción. La causa del paro de actividades se vinculó al reclamo de los trabajadores sobre la dilatada firma de un nuevo convenio colectivo y, por detrás de ello, con una disconformidad en la conducción de Héctor

Segovia quien estaba a cargo del Sindicato de Petroleros Privados de Santa Cruz. Este último convocó a un paro que levantó a los dos días tras firmar un acuerdo de aumento salarial que implicaba una suma no remunerativa de \$ 25.000 a pagar en cuotas hasta fin de año. Dicho acuerdo fue desconocido por el sector que responde al Secretario Adjunto del gremio, Rubén Retamozo, y, en consecuencia, los trabajadores aprobaron continuar con la medida de fuerza. El conflicto, que se estima significó pérdidas para la provincia de casi \$ 3M diarios, tuvo también como reclamos el fin de la tercerización de las tareas en los yacimientos, la eliminación del impuesto a las ganancias y de los topes para el pago de las asignaciones familiares y el 82% móvil para los jubilados del sector. Esta primera etapa del conflicto provocó la falta de producción de 465.000 m<sup>3</sup> de crudo, lo que equivale a 160.000 m<sup>3</sup> de gasoil y poco más de 70.000 m<sup>3</sup> de nafta.

Una semana después de la intervención del gremio petrolero y la reanudación de la actividad en Santa Cruz, se dio una nueva etapa de conflictos protagonizada por docentes, trabajadores de la salud, empleados de seguridad, mineros y desocupados, lo que volvió a perjudicar la elaboración de combustibles en la provincia que es responsable del 20% de la producción nacional.

Fueron dos los puntos neurálgicos de la producción de crudo afectados por las protestas: las ciudades de Las Heras y de Pico Truncado. En la primera, un corte de ruta provocado por docentes, quienes reclamaban el cierre de negociaciones paritarias, impidió el acceso a los yacimientos de la zona y a las plantas de separación. En tanto, en Pico Truncado, un grupo de desocupados primero, y gremios docentes después, cortaron las rutas 12 y 43 e impidieron el acceso a los yacimientos de la zona. Estas medidas de fuerza repercutieron principalmente en *YPF*, *PAE* y *Sinopec*. Asimismo, las productoras de combustibles más afectadas fueron *YPF* y *Shell*; por su parte, *Esso* y *Petrobras*, pese a no tener el grueso de su materia prima en la zona, también se vieron afectadas por un desequilibrio

en la oferta de combustibles debido a la ausencia del mismo en las dos mayores petroleras del país. En esta segunda etapa, Santa Cruz también perdió \$ 3M diarios por regalías no cobradas y la red nacional contó con entre 6 y 8 millones de m<sup>3</sup> de gas menos por día, así como con una menor producción de combustibles líquidos.

Recién a fines de junio, y como consecuencia del cese de los piquetes docentes, que paralizaron la producción hidrocarburífera en Pico Truncado, se logró volver a los ritmos regulares de producción; sin embargo, las naftas tardarían cerca de dos semanas en comenzar a estar listas para su comercialización.

## MARCO LEGAL

En el marco del plan creado por la española *Repsol* para achicar su participación en *YPF*, la empresa nacional *Petersen* concretó la compra de cerca del 10% de las acciones de la petrolera. La transacción fue el último paso para que la empresa, perteneciente a la familia Eskenazi, logre el 25,46% pretendido sobre *YPF*, lo cual le implicó a *Petersen* un desembolso total de USD 1.304M. Asimismo, siguiendo con la estrategia que posibilitó la venta del 15% de las acciones de la petrolera en la Bolsa de Nueva York, y en búsqueda de reducir la actual participación de *Repsol* de 58,2% a 51%, *YPF* puso la venta otro 3% de su capital en la Bolsa porteña, lo que implicaría una transacción cercana a los \$ 2.000M. Hacia mediados de julio, la compañía logro desprenderse de 0,5% de su paquete accionario, a cambio de \$ 351,4M a favor de compradores representados por el *BBVA Banco Francés* y *Raymond James*.

También durante los últimos meses se le puso fin a la venta de lámparas incandescentes, debido a que a partir de junio quedó prohibida su producción y comercialización dentro del territorio nacional, por lo que están siendo reemplazadas con las de tecnología de bajo consumo, las cuales consumen menos y tiene una mayor vida útil. La ley que propició el cambio fue sancionada a fines de 2008, y establece que sólo podrán

comercializarse lámparas incandescentes de menos de 25 watts. A partir de ahora, los hogares estarán obligados a utilizar lámparas fluorescentes compactas, de diodos emisores de luz (LED) o incandescentes halógenas. Todas las cuales tienen una vida útil que va del doble a 50 veces más que las incandescentes, son capaces de cubrir con solvencia diferentes necesidades lumínicas y con ellas se reducirá entre un 30% y un 70% del consumo de energía destinado a iluminación.

## SERVICIOS EN LA CIUDAD DE BUENOS AIRES

### CONSUMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA

En el segundo trimestre de 2011, la energía eléctrica total consumida en la Ciudad de Buenos Aires reportó un aumento interanual de 2,2%, siendo la total superior a 2.800 millones de Kw. Dicho incremento fue traccionado por los aumentos experimentados en el consumo de tipo *Otros* (3,1%) y residencial (3%) mientras que el industrial y el comercial registraron subas de 2% y 1,2% respectivamente.

En tanto, en el primer trimestre del año, los consumos se incrementaron en mayor medida (3,2%). Para este período los consumos de tipo residencial igualaron la suba experimentada por los de tipo *Otros* (4,1%), seguido por el consumo comercial (2,4%) y el industrial (1,7%).

El crecimiento experimentado durante los dos primeros trimestres del año, se tradujo en un incremento interanual acumulado de 2,7% en el consumo de energía eléctrica en la Ciudad. El consumo residencial creció 3,5%, es decir, casi 72 millones de Kw, en tanto, que el comercial aumentó interanualmente su demanda eléctrica 1,9%, lo que significó casi 43 millones de Kw más que en los primeros seis meses de 2010. Por su parte, los de tipo *Otros* e industrial, se acrecentaron 3,6% y 1,9%, es decir, alrededor de 31 millones y 12 millones de Kw respectivamente (Cuadro A-VI-I).

**CUADRO A-VI-I**

**ENERGÍA ELÉCTRICA FACTURADA SEGÚN TIPO DE CONSUMO. EN Kw Y VARIACIÓN INTERANUAL (%). CIUDAD DE BUENOS AIRES. AÑOS 2006/2011**

| PERÍODO               | TOTAL Kw CONSUMIDOS (EN MILES)  |                  |                  |                         | TOTAL             |
|-----------------------|---------------------------------|------------------|------------------|-------------------------|-------------------|
|                       | RESIDENCIAL                     | COMERCIAL        | INDUSTRIAL       | OTROS (INCLUYE OFICIAL) |                   |
| <b>2006</b>           | <b>3.712.131</b>                | <b>4.123.524</b> | <b>1.377.310</b> | <b>1.245.794</b>        | <b>10.458.759</b> |
| <b>2007</b>           | <b>4.212.065</b>                | <b>4.072.722</b> | <b>1.275.561</b> | <b>1.614.871</b>        | <b>11.175.220</b> |
| <b>2008</b>           | <b>4.132.482</b>                | <b>4.228.420</b> | <b>1.264.415</b> | <b>1.644.095</b>        | <b>11.269.412</b> |
| <b>2009</b>           | <b>4.070.940</b>                | <b>4.298.670</b> | <b>1.223.125</b> | <b>1.658.809</b>        | <b>11.251.545</b> |
| Trimestre I           | 1.043.808                       | 1.194.214        | 302.469          | 419.020                 | 2.959.511         |
| Trimestre II          | 940.961                         | 1.047.509        | 296.271          | 409.731                 | 2.694.473         |
| Trimestre III         | 1.168.877                       | 1.000.224        | 305.841          | 409.381                 | 2.884.323         |
| Trimestre IV          | 917.294                         | 1.056.723        | 318.543          | 420.678                 | 2.713.238         |
| <b>2010</b>           | <b>4.167.326</b>                | <b>4.388.593</b> | <b>1.251.936</b> | <b>1.698.903</b>        | <b>11.506.758</b> |
| Trimestre I           | 1.055.812                       | 1.220.059        | 316.891          | 436.475                 | 3.029.238         |
| Trimestre II          | 963.723                         | 1.056.189        | 305.575          | 416.018                 | 2.741.506         |
| Trimestre III         | 1.212.626                       | 1.037.652        | 314.436          | 441.520                 | 3.006.235         |
| Trimestre IV          | 935.164                         | 1.074.692        | 315.034          | 404.889                 | 2.729.780         |
| <b>2011</b>           |                                 |                  |                  |                         |                   |
| Trimestre I           | 1.098.597                       | 1.249.914        | 322.241          | 454.328                 | 3.125.078         |
| Trimestre II          | 992.477                         | 1.069.006        | 311.812          | 428.718                 | 2.802.014         |
| <b>Acumulado</b>      | <b>2.091.074</b>                | <b>2.318.920</b> | <b>634.053</b>   | <b>883.046</b>          | <b>5.927.093</b>  |
|                       | <b>VARIACIÓN INTERANUAL (%)</b> |                  |                  |                         |                   |
| <b>2007</b>           | <b>13,5</b>                     | <b>-1,2</b>      | <b>-7,4</b>      | <b>29,6</b>             | <b>6,9</b>        |
| <b>2008</b>           | <b>-1,9</b>                     | <b>3,8</b>       | <b>-0,9</b>      | <b>1,8</b>              | <b>0,8</b>        |
| <b>2009</b>           | <b>-1,5</b>                     | <b>1,7</b>       | <b>-3,3</b>      | <b>0,9</b>              | <b>-0,2</b>       |
| Trimestre I           | -0,3                            | 3,8              | -6,3             | -1,1                    | 0,8               |
| Trimestre II          | -4,7                            | 4,1              | -4,7             | -5,1                    | 0,0               |
| Trimestre III         | 2,3                             | 2,1              | -3,6             | 1,9                     | 1,0               |
| Trimestre IV          | -4,0                            | -3,2             | 1,6              | 0,7                     | -2,6              |
| <b>2010</b>           | <b>2,4</b>                      | <b>2,1</b>       | <b>2,4</b>       | <b>2,4</b>              | <b>2,3</b>        |
| Trimestre I           | 1,2                             | 2,2              | 4,8              | 4,2                     | 2,4               |
| Trimestre II          | 2,4                             | 0,8              | 3,1              | 1,5                     | 1,7               |
| Trimestre III         | 3,7                             | 3,7              | 2,8              | 7,9                     | 4,2               |
| Trimestre IV          | 1,9                             | 1,7              | -1,1             | -3,8                    | 0,6               |
| <b>2011</b>           |                                 |                  |                  |                         |                   |
| Trimestre I           | 4,1                             | 2,4              | 1,7              | 4,1                     | 3,2               |
| Trimestre II          | 3,0                             | 1,2              | 2,0              | 3,1                     | 2,2               |
| <b>Acumulado</b>      | <b>3,5</b>                      | <b>1,9</b>       | <b>1,9</b>       | <b>3,6</b>              | <b>2,7</b>        |
|                       | <b>PARTICIPACIÓN (%)</b>        |                  |                  |                         |                   |
| <b>Acumulado 2011</b> | <b>35,3</b>                     | <b>39,1</b>      | <b>10,7</b>      | <b>14,9</b>             | <b>100,0</b>      |

Fuente: CEDEM, Dirección General de Estadística y Censos (Ministerio de Hacienda GGBA), sobre la base de datos de *Edenor* y *Edesur*.

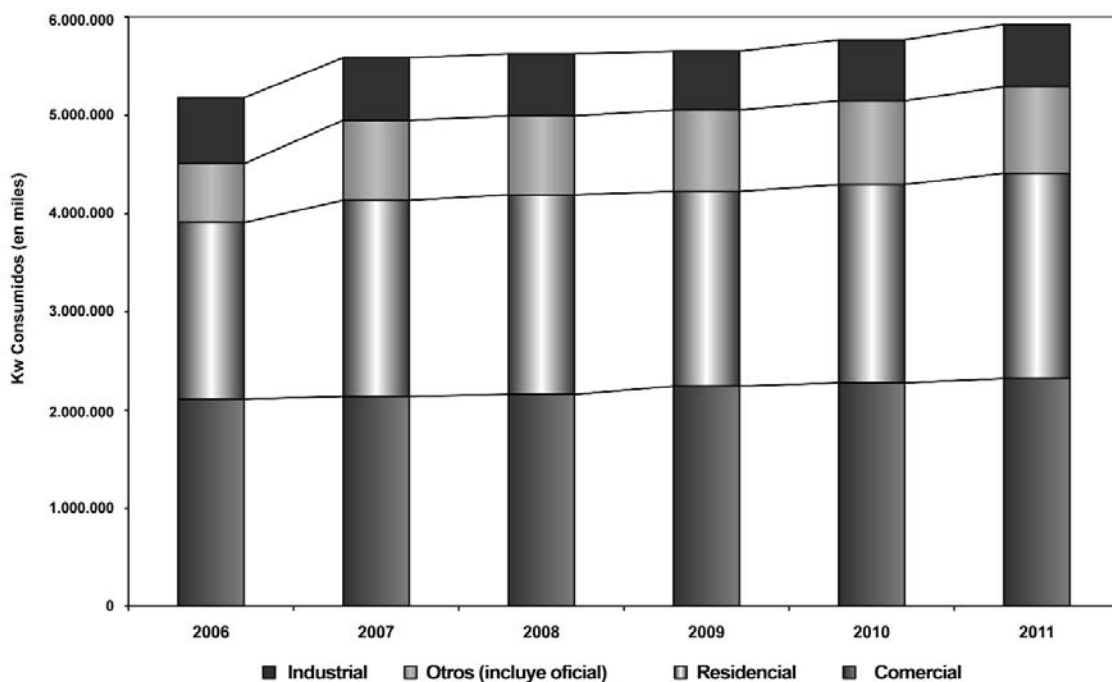
En cuanto a la participación de los diferentes tipos de consumo durante los últimos años, se observa que los de tipo comercial y residencial se mantienen estables en el 39% y 35%, respectivamente. Sin embargo, posteriormente a 2006, el consumo de tipo *Otros* logró desplazar del tercer puesto al tipo industrial, estableciéndose una participación de 15% para el primero y de 11% para el último (Gráfico A-VI-1).

Asimismo durante los últimos seis años, los requerimientos energéticos de los porteños se han incrementado constantemente. En comparación con los primeros seis meses de 2006, en 2011 la Ciudad ha consumido 14% más. Con mayor detalle se observa que los tipos de consumos que

más han crecido fueron los de tipo otros, que son casi 50% superiores a los de cinco años atrás; en tanto, el residencial ha aumentado 16% y el comercial 10%. En este contexto, los tres tipos mencionados registraron, en lo que va de 2011, valores record de Kw consumidos.

En tanto, el consumo de tipo industrial registra una evolución opuesta, dado a que desde 2006 se ha reducido 6%. Esta merma responde a las caídas registradas en 2007, 2008 y 2009, que todavía no pudieron ser superada por los incrementos en 2010 y 2011. Durante los primeros seis meses del corriente año aún no llegó a los niveles del mismo período de 2007.

**GRÁFICO A-VI-1**  
**ENERGÍA ELÉCTRICA. EVOLUCIÓN DEL CONSUMO POR TIPO DE DEMANDA. CIUDAD DE BUENOS AIRES. ACUMULADOS A JULIO 2006/2011**



Fuente: CEDEM, Dirección General de Estadística y Censos (Ministerio de Hacienda GCBA), sobre datos de *Edenor* y *Edesur*.

## LAS EMPRESAS PROVEEDORAS DE ENERGÍA EN LA CIUDAD DE BUENOS AIRES: *EDENOR Y EDESUR*

Actualmente, la Ciudad Autónoma de Buenos Aires es provista de energía eléctrica a través de dos empresas: *Edenor S.A.* (Empresa Distribuidora y Comercializadora Norte Sociedad Anónima) y *Edesur S.A.* (Empresa Distribuidora Sur Sociedad Anónima).

Ambas empresas fueron creadas entre los años 1991 y 1992, en base al Decreto 714/92 que dividió las actividades de generación, transmisión y distribución de electricidad de *Servicios Eléctricos del Gran Buenos Aires (SEGBA)*, de propiedad del Estado, en siete nuevas entidades operativas, entre ellas las dos consignadas

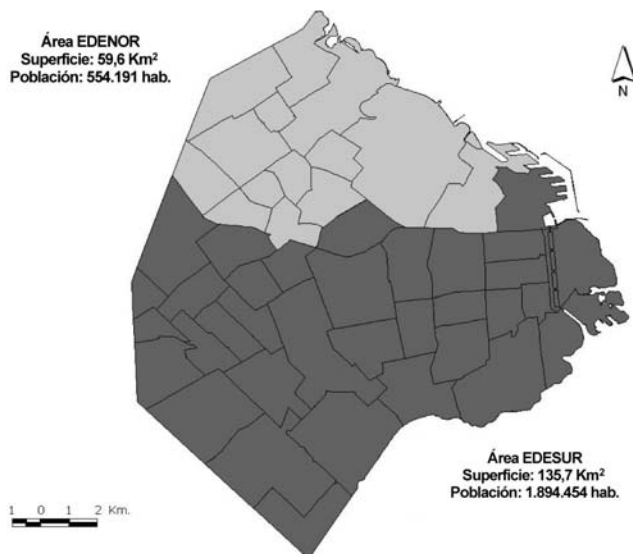
*Edenor S.A.* tiene una concesión para distribuir electricidad en forma exclusiva en el noroeste del Gran Buenos Aires y en la zona norte de la Ciudad de Buenos Aires, lo que comprende una superficie de 4.637 kilómetros cuadrados y una población de aproximadamente siete millones de habitantes<sup>6</sup>.

Por su parte, *Edesur S.A.* provee de energía en la zona sur de Ciudad de Buenos Aires y en doce partidos de la Provincia de Buenos Aires (Almirante Brown, Avellaneda, Berazategui, Cañuelas, Esteban Echeverría, Ezeiza, Florencio Varela, Lanús, Lomas de Zamora, Presidente Perón, Quilmes y San Vicente).

Dentro de la Ciudad, la empresa *Edenor* brinda servicio a 14 de los 48 barrios porteños (Agronomía, Belgrano, Chacarita, Coghlan, Colegiales, La Paternal, Núñez, Palermo, Parque Chas, Recoleta, Saavedra, Villa Ortúzar, Villa Pueyrredón y Villa Urquiza), en tanto, *Edesur* distribuye en los restantes 34 (mapa A-VI-I).

### MAPA A-VI-1

#### SERVICIOS PÚBLICOS. ÁREAS DE CONCESIÓN DE LAS EMPRESAS PROVEEDORAS DE ELECTRICIDAD EN LA CIUDAD DE BUENOS AIRES. AÑO 2011



Nota: Los valores consignados corresponden al censo 2001.

Fuente CEDEM, Dirección General de Estadística y Censos (Ministerio de Hacienda GCBA), sobre datos de *Edenor* y *Edesur*.

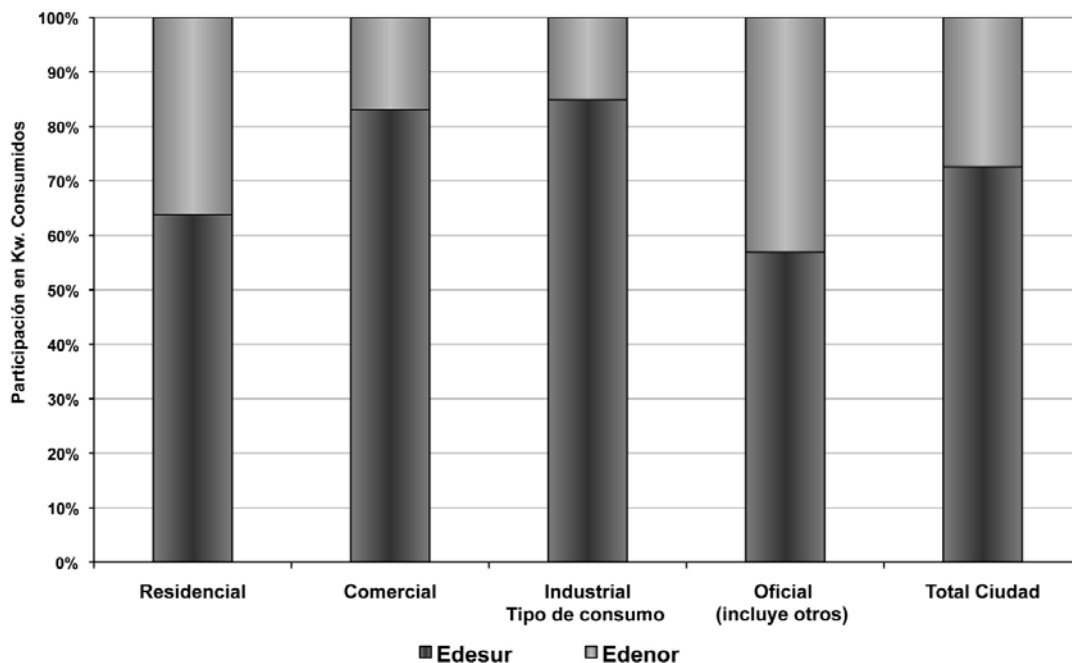
<sup>6</sup> Información consignada por la empresa.

Al tener en cuenta las empresas proveedoras del servicio, queda evidente que, debido a su mayor área de concesión, *Edesur* es mayoritaria en todos los tipos de consumo, siendo que provee casi un cuarto del total de electricidad consumida en la Ciudad. Sin embargo, dentro de los distintos tipos de demanda, la participación de las empresas varía considerablemente, a saber: en lo que va de 2011, *Edesur* proveyó de 85% del consumo industrial de la Ciudad, lo que sucede debido a que en su área de prestación se ubica la parte mayoritaria de este rubro; en tanto, la misma empresa ha brindado, durante el período señalado, el 83% del consumo comercial.

La brecha entre ambas empresas disminuye en los dos restantes tipos de consumo. En lo que respecta al de tipo residencial, *Edenor* ha facturado, en el primer semestre de 2011, el 36% del total de la Ciudad, lo que se podría vincular a la concentración de hogares unipersonales y pequeños en el norte de la Ciudad; en este sentido, es necesario tener en cuenta la cantidad de electrodomésticos que se disponen por hogar, como por ejemplo la heladera o el aire acondicionado. Asimismo, en el área de *Edenor* se asientan los sectores de mayores ingresos de la Ciudad, lo que indicaría que ellos debieran tener un mayor consumo de energía, pese a que correspondería pensar que estos últimos deberían ser energéticamente más eficientes<sup>7</sup> (Cuadro A-VI-2).

#### GRÁFICO A-VI-2

**ENERGÍA ELÉCTRICA. PARTICIPACIÓN DE LAS EMPRESAS CONCESIONARIAS DEL SERVICIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA PARA LOS DISTINTOS TIPOS DE CONSUMO Y PARA EL TOTAL DE LA CIUDAD. CIUDAD DE BUENOS AIRES. ACUMULADO A JULIO 2011**



Fuente: CEDEM, Dirección General de Estadística y Censos (Ministerio de Hacienda GCBA), sobre la base de datos de *Edenor*.

<sup>7</sup> La eficiencia energética de los electrodomésticos se refiere a la demanda de energía eléctrica de éstos. Actualmente y por resolución N° 319 de 14 de mayo de 1999 de la Ex Secretaría de Industria, Comercio y Minería del Ex Ministerio de Economía y Obras y Servicios Públicos se estableció la obligación para quienes fabriquen, importen, distribuyan y comercialicen en el país artefactos eléctricos de uso doméstico, de someter sus productos a la certificación del cumplimiento de las normas IRAM relativas al rendimiento o eficiencia energética de cada producto, colocando en los mismos, una etiqueta en la que se informe el rendimiento o eficiencia energética y demás características asociadas. En lo que respecta a energía se establece una escala alfabética que varía entre A y G, siendo A, lo más eficiente (más consume), y G, lo menos eficiente (menos consume).

En tanto, para los consumos de tipo *Otros* se observa que la participación de ambas empresas es mucho más pareja, pese a que persiste la primacía de *Edesur* (57%). En este caso, los datos suministrados por *Edenor* permiten diferenciar entre consumo oficial y otros consumos (o consumos generales<sup>8</sup>), siendo el primero 13% y el segundo 30% del total de los tipo *Otros* de la Ciudad. Este dato destaca un mayor gasto de energía eléctrica en el norte que en el sur, el cual podría deberse a lo usado por los consorcios y a la iluminación pública, pese a que en el área en la que ofrece servicio *Edesur* se encuentran la mayoría de los nosocomios porteños, que el alumbrado público debe extenderse por un área mucho más grande y que se ubican cuatro de las cinco líneas de subterráneos.

Durante el segundo trimestre del año, se registraron casi 1.629.000 clientes, lo que significó un crecimiento interanual de 1,6%. En este contexto, fueron los de tipo residencial los que traccionaron la evolución (1,7%), seguidos por los *Otros* (1,1%), los comerciales (0,8%) y, por último, los industriales (0,3%).

Para los primeros tres meses del año, la evolución fue similar (1,5%); sin embargo, los clientes industriales y los comerciales se redujeron 1% y 0,2% respectivamente; en tanto, los residenciales y los *Otros* se incrementaron 1,8% y 1,3% (Cuadro A-VI-2).

#### CUADRO A-VI-2

CANTIDAD DE CONSUMIDORES DE ENERGÍA ELÉCTRICA SEGÚN TIPO DE CONSUMO. VALORES ABSOLUTOS Y VARIACIÓN INTERANUAL (%). CIUDAD DE BUENOS AIRES. AÑOS 2006/2011

| PERÍODO          | TOTAL CONSUMIDORES   |                |               |                            | TOTAL            |
|------------------|----------------------|----------------|---------------|----------------------------|------------------|
|                  | RESIDENCIAL          | COMERCIAL      | INDUSTRIAL    | OTROS<br>(INCLUYE OFICIAL) |                  |
|                  | CANTIDAD DE USUARIOS |                |               |                            |                  |
| <b>2006</b>      | <b>1.302.734</b>     | <b>177.789</b> | <b>34.508</b> | <b>14.621</b>              | <b>1.529.652</b> |
| <b>2007</b>      | <b>1.317.736</b>     | <b>178.619</b> | <b>33.636</b> | <b>14.684</b>              | <b>1.544.674</b> |
| <b>2008</b>      | <b>1.336.131</b>     | <b>179.357</b> | <b>33.187</b> | <b>14.736</b>              | <b>1.563.411</b> |
| <b>2009</b>      | <b>1.354.621</b>     | <b>180.428</b> | <b>33.269</b> | <b>14.894</b>              | <b>1.583.212</b> |
| Trimestre I      | 1.347.661            | 180.334        | 32.972        | 14.812                     | 1.575.778        |
| Trimestre II     | 1.352.253            | 180.520        | 32.923        | 14.839                     | 1.580.535        |
| Trimestre III    | 1.357.341            | 180.566        | 32.883        | 14.897                     | 1.585.687        |
| Trimestre IV     | 1.361.228            | 180.290        | 34.298        | 15.030                     | 1.590.846        |
| <b>2010</b>      | <b>1.377.514</b>     | <b>181.421</b> | <b>32.770</b> | <b>15.051</b>              | <b>1.606.756</b> |
| Trimestre I      | 1.369.655            | 181.132        | 32.725        | 14.972                     | 1.598.484        |
| Trimestre II     | 1.373.937            | 181.908        | 32.852        | 15.040                     | 1.603.737        |
| Trimestre III    | 1.380.810            | 180.563        | 32.684        | 15.061                     | 1.609.119        |
| Trimestre IV     | 1.385.653            | 182.081        | 32.818        | 15.130                     | 1.615.682        |
| <b>2011</b>      |                      |                |               |                            |                  |
| Trimestre I      | 1.394.174            | 180.756        | 32.402        | 15.163                     | 1.622.495        |
| Trimestre II     | 1.397.155            | 183.453        | 32.948        | 15.208                     | 1.628.764        |
| <b>Acumulado</b> | <b>1.395.665</b>     | <b>182.105</b> | <b>32.675</b> | <b>15.186</b>              | <b>1.625.630</b> |

(continúa)

<sup>8</sup> El uso general incluye el consumo de consorcios, luz de pasillos y bombas de agua, asimismo, incorpora el uso de tracción, el cual refiere a la energía utilizada en los servicios de trenes y subterráneos. Finalmente, el uso oficial incluye las demandas de los gobiernos municipales, provinciales y nacional.

**CUADRO A-VI-2 (CONTINUACIÓN)**

**CANTIDAD DE CONSUMIDORES DE ENERGÍA ELÉCTRICA SEGÚN TIPO DE CONSUMO. VALORES ABSOLUTOS Y VARIACIÓN INTERANUAL (%). CIUDAD DE BUENOS AIRES. AÑOS 2006/2011**

| PERÍODO               | TOTAL CONSUMIDORES                           |             |             |                            | TOTAL      |
|-----------------------|--|-------------|-------------|----------------------------|------------|
|                       | RESIDENCIAL                                  | COMERCIAL   | INDUSTRIAL  | OTROS<br>(INCLUYE OFICIAL) |            |
|                       | VARIACIÓN INTERANUAL (%)                     |             |             |                            |            |
| <b>2007</b>           | <b>1,2</b>                                   | <b>0,5</b>  | <b>-2,5</b> | <b>0,4</b>                 | <b>1,0</b> |
| <b>2008</b>           | <b>1,4</b>                                   | <b>0,4</b>  | <b>-1,3</b> | <b>0,4</b>                 | <b>1,2</b> |
| <b>2009</b>           | <b>1,4</b>                                   | <b>0,6</b>  | <b>0,2</b>  | <b>1,1</b>                 | <b>1,3</b> |
| Trimestre I           | 1,4  | 0,8         | -1,0        | 0,8                        | 1,3        |
| Trimestre II          | 1,4  | 0,8         | -0,9        | 0,8                        | 1,3        |
| Trimestre III         | 1,4  | 0,6         | -0,8        | 1,0                        | 1,2        |
| Trimestre IV          | 1,4  | 0,1         | 3,7         | 1,6                        | 1,3        |
| <b>2010</b>           | <b>1,7</b>                                   | <b>0,6</b>  | <b>-1,5</b> | <b>1,1</b>                 | <b>1,5</b> |
| Trimestre I           | 1,6  | 0,4         | -0,7        | 1,1                        | 1,4        |
| Trimestre II          | 1,6  | 0,8         | -0,2        | 1,4                        | 1,5        |
| Trimestre III         | 1,7  | 0,0         | -0,6        | 1,1                        | 1,5        |
| Trimestre IV          | 1,8  | 1,0         | -4,3        | 0,7                        | 1,6        |
| <b>2011</b>           |  |             |             |                            |            |
| Trimestre I           | 1,8  | -0,2        | -1,0        | 1,3                        | 1,5        |
| Trimestre II          | 1,7  | 0,8         | 0,3         | 1,1                        | 1,6        |
| <b>Acumulado</b>      | <b>1,7</b>                                   | <b>0,3</b>  | <b>-0,3</b> | <b>1,2</b>                 | <b>1,5</b> |
|                       | <b>PARTICIPACIÓN POR TIPO DE USUARIO (%)</b> |             |             |                            |            |
| <b>Acumulado 2011</b> | <b>85,9</b>                                  | <b>11,2</b> | <b>2,0</b>  | <b>0,9</b>                 | <b>100</b> |

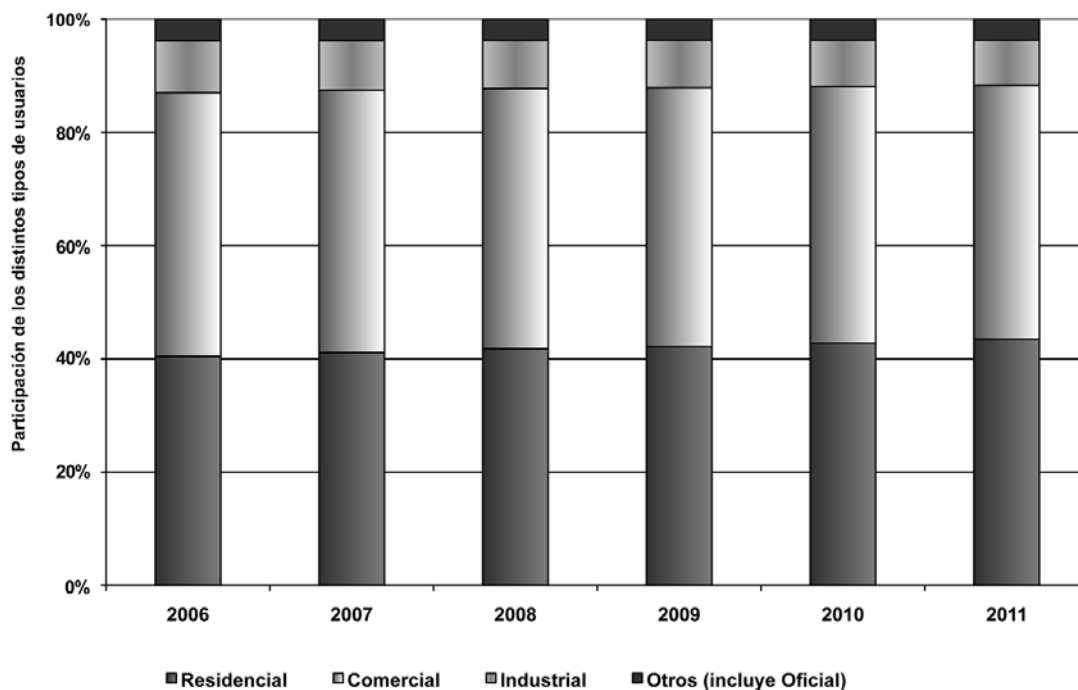
Fuente: CEDEM, Dirección General de Estadística y Censos (Ministerio de Hacienda GCBA), sobre la base de datos de *Edenor* y *Edesur*.

Es así como para el valor acumulado de los primeros seis meses del año, la cantidad de clientes creció 1,5% con respecto a 2010. Cabe destacar que los clientes residenciales fueron los de mayor aumento (1,7%) y son casi 86% del total de usuarios. En tanto, los comerciales e

industriales, quienes representan el 11,2% y el 2% de los consumidores porteños, se han incrementado 0,3% los primeros y han decrecido en igual medida los segundos. En el caso de los de tipo *Otros*, quienes significan 0,9% del total, han registrado un aumento de 1,2% (Gráfico A-VI-3).

### GRÁFICO A-VI-3

ENERGÍA ELÉCTRICA. PARTICIPACIÓN DE LOS DISTINTOS TIPOS DE USUARIOS DENTRO DEL TOTAL DE USUARIOS DE LA CIUDAD. CIUDAD DE BUENOS AIRES. ACUMULADOS A JULIO. AÑOS 2006/2011



Fuente: CEDEM, Dirección General de Estadística y Censos (Ministerio de Hacienda GCBA), sobre datos de *Edenor* y *Edesur*.

Asimismo, en lo que va de 2011, *Edesur* tuvo 2 de cada 3 clientes residenciales, 4 de cada 5 comerciales e industriales y 1 de cada 4 de tipo *Otros*.

### CONSUMO DE GAS NATURAL

El volumen de gas distribuido al total de usuarios<sup>9</sup> en la Ciudad de Buenos Aires durante el segundo trimestre de 2010 experimentó una suba interanual de 20,5%, superando los 940.000 m<sup>3</sup>, de acuerdo con información suministrada por el ENARGAS. La mencionada *performance* se contrapone con el mismo de 2010, cuando se evidenció una caída general de 30,9%. Durante período en estudio de 2011 fueron las centrales

eléctricas las que más contribuyeron al crecimiento general del consumo, con una participación de 40,3% y un incremento interanual de casi 50%.

Con una porción mayor en el total consumido (43%), los usuarios residenciales tuvieron un comportamiento positivo de 13,9%; en tanto, los restantes tipos de usuarios registraron caídas, a saber: el Comercial de 15,1%, el Industrial de 1,9% y el GNC de 1,8% (Cuadro A-VI-3). Esta información permite verificar la priorización de los consumos vinculado a lo residencial (pues el gas se usa para calefacción y para producir energía eléctrica en las usinas), en desmedro de los restantes usos.

<sup>9</sup> Los usuarios comprenden a clientes residenciales, comerciales, industriales, GNC, centrales eléctricas y entes oficiales.

**CUADRO A-VI-3**

**GAS NATURAL. GAS ENTREGADO POR TIPO DE USUARIO (MILES DE M<sup>3</sup>) Y VARIACIÓN INTERANUAL (%). CIUDAD DE BUENOS AIRES. AÑOS 2001/2011**

| PERÍODO          | TIPO DE USUARIO                 |                |                |                |                      | SUBTOTAL PRINCIPALES USUARIOS | TOTAL            |
|------------------|---------------------------------|----------------|----------------|----------------|----------------------|-------------------------------|------------------|
|                  | RESIDENCIAL                     | COMERCIAL      | GNC            | INDUSTRIAL     | CENTRALES ELÉCTRICAS |                               |                  |
|                  | MILES DE M <sup>3</sup>         |                |                |                |                      |                               |                  |
| <b>2001</b>      | <b>1.217.828</b>                | <b>222.430</b> | <b>280.253</b> | <b>121.627</b> | <b>2.161.679</b>     | <b>4.003.817</b>              | <b>4.039.162</b> |
| <b>2002</b>      | <b>1.194.478</b>                | <b>212.961</b> | <b>282.152</b> | <b>106.241</b> | <b>1.277.206</b>     | <b>3.073.038</b>              | <b>3.114.940</b> |
| <b>2003</b>      | <b>1.233.336</b>                | <b>234.577</b> | <b>340.402</b> | <b>116.010</b> | <b>1.573.187</b>     | <b>3.497.512</b>              | <b>3.543.658</b> |
| <b>2004</b>      | <b>1.201.756</b>                | <b>243.024</b> | <b>371.575</b> | <b>120.119</b> | <b>2.484.045</b>     | <b>4.420.519</b>              | <b>4.468.328</b> |
| <b>2005</b>      | <b>1.203.914</b>                | <b>206.381</b> | <b>366.174</b> | <b>113.812</b> | <b>2.413.354</b>     | <b>4.303.635</b>              | <b>4.358.780</b> |
| <b>2006</b>      | <b>1.125.272</b>                | <b>194.893</b> | <b>339.845</b> | <b>147.782</b> | <b>2.629.972</b>     | <b>4.437.623</b>              | <b>4.492.173</b> |
| <b>2007</b>      | <b>1.302.389</b>                | <b>269.287</b> | <b>300.033</b> | <b>145.335</b> | <b>2.496.777</b>     | <b>4.513.821</b>              | <b>4.559.349</b> |
| <b>2008</b>      | <b>1.145.188</b>                | <b>251.561</b> | <b>275.994</b> | <b>132.318</b> | <b>2.453.101</b>     | <b>4.258.162</b>              | <b>4.309.399</b> |
| <b>2009</b>      | <b>1.215.366</b>                | <b>205.711</b> | <b>263.915</b> | <b>114.564</b> | <b>2.509.474</b>     | <b>4.309.030</b>              | <b>4.354.129</b> |
| Trimestre I      | 120.097                         | 37.636         | 61.486         | 23.827         | 1.051.002            | 1.294.048                     | 1.299.983        |
| Trimestre II     | 375.337                         | 57.081         | 67.335         | 29.780         | 591.710              | 1.121.243                     | 1.132.879        |
| Trimestre III    | 525.585                         | 69.443         | 67.747         | 32.972         | 258.414              | 954.161                       | 973.916          |
| Trimestre IV     | 194.347                         | 41.551         | 67.347         | 27.985         | 608.348              | 939.578                       | 947.351          |
| <b>2010</b>      | <b>1.205.216</b>                | <b>208.628</b> | <b>251.668</b> | <b>119.530</b> | <b>1.880.054</b>     | <b>3.665.096</b>              | <b>3.712.488</b> |
| Trimestre I      | 120.601                         | 40.130         | 58.601         | 25.588         | 812.709              | 1.057.629                     | 1.063.315        |
| Trimestre II     | 356.715                         | 61.919         | 63.027         | 31.244         | 256.634              | 769.539                       | 782.985          |
| Trimestre III    | 536.980                         | 65.915         | 66.206         | 34.323         | 130.885              | 834.309                       | 853.367          |
| Trimestre IV     | 190.920                         | 40.664         | 63.834         | 28.375         | 679.826              | 1.003.619                     | 1.012.821        |
| <b>2011</b>      |                                 |                |                |                |                      |                               |                  |
| Trimestre I      | 127.671                         | 30.625         | 57.281         | 24.066         | 767.201              | 1.006.844                     | 1.012.563        |
| Trimestre II     | 406.312                         | 52.596         | 61.924         | 30.661         | 380.292              | 931.785                       | 943.658          |
| <b>Acumulado</b> | <b>533.983</b>                  | <b>83.221</b>  | <b>119.205</b> | <b>54.727</b>  | <b>1.147.493</b>     | <b>1.938.629</b>              | <b>1.956.221</b> |
|                  | <b>VARIACIÓN INTERANUAL (%)</b> |                |                |                |                      |                               |                  |
| <b>2002</b>      | <b>-1,9</b>                     | <b>-4,3</b>    | <b>0,7</b>     | <b>-12,7</b>   | <b>-40,9</b>         | <b>-23,2</b>                  | <b>-22,9</b>     |
| <b>2003</b>      | <b>3,3</b>                      | <b>10,2</b>    | <b>20,6</b>    | <b>9,2</b>     | <b>23,2</b>          | <b>13,8</b>                   | <b>13,8</b>      |
| <b>2004</b>      | <b>-2,1</b>                     | <b>4,0</b>     | <b>9,2</b>     | <b>32,0</b>    | <b>56,9</b>          | <b>27,1</b>                   | <b>25,9</b>      |
| <b>2005</b>      | <b>0,2</b>                      | <b>-15,1</b>   | <b>-1,5</b>    | <b>-5,3</b>    | <b>-2,8</b>          | <b>-2,6</b>                   | <b>-2,5</b>      |
| <b>2006</b>      | <b>-6,5</b>                     | <b>-5,6</b>    | <b>-7,2</b>    | <b>29,8</b>    | <b>9,0</b>           | <b>3,1</b>                    | <b>3,1</b>       |
| <b>2007</b>      | <b>15,7</b>                     | <b>38,2</b>    | <b>-11,7</b>   | <b>-1,7</b>    | <b>-5,1</b>          | <b>1,7</b>                    | <b>1,5</b>       |
| <b>2008</b>      | <b>-12,1</b>                    | <b>-6,6</b>    | <b>-8,0</b>    | <b>-9,0</b>    | <b>-1,7</b>          | <b>-5,7</b>                   | <b>-5,5</b>      |
| <b>2009</b>      | <b>6,1</b>                      | <b>-18,2</b>   | <b>-4,4</b>    | <b>-13,4</b>   | <b>2,3</b>           | <b>1,2</b>                    | <b>1,0</b>       |
| Trimestre I      | 3,2                             | -4,4           | -3,6           | -16,7          | 20,1                 | 15,2                          | 15,2             |
| Trimestre II     | -7,0                            | -26,5          | -5,3           | -20,2          | 127,6                | 32,0                          | 31,7             |
| Trimestre III    | 12,6                            | -23,9          | -4,8           | -13,0          | -12,2                | -0,8                          | -0,9             |
| Trimestre IV     | 22,6                            | -4,1           | -3,7           | -1,7           | -40,6                | -29,0                         | -29,2            |

(continúa)

**CUADRO A-VI-3 (CONTINUACIÓN)**

**GAS NATURAL. GAS ENTREGADO POR TIPO DE USUARIO (MILES DE M<sup>3</sup>) Y VARIACIÓN INTERANUAL (%). CIUDAD DE BUENOS AIRES. AÑOS 2001/2011**

| PERÍODO               | TIPO DE USUARIO                              |              |             |             |                      | SUBTOTAL PRINCIPALES USUARIOS | TOTAL        |
|-----------------------|--|--------------|-------------|-------------|----------------------|-------------------------------|--------------|
|                       | RESIDENCIAL                                  | COMERCIAL    | GNC         | INDUSTRIAL  | CENTRALES ELÉCTRICAS |                               |              |
|                       | MILES DE M <sup>3</sup>                      |              |             |             |                      |                               |              |
| <b>2010</b>           | <b>-0,8</b>                                  | <b>1,4</b>   | <b>-4,6</b> | <b>4,3</b>  | <b>-25,1</b>         | <b>-14,9</b>                  | <b>-14,7</b> |
| Trimestre I           | 0,4  | 6,6          | -4,7        | 7,4         | -22,7                | -18,3                         | -18,2        |
| Trimestre II          | -5,0   | 8,5          | -6,4        | 4,9         | -56,6                | -31,4                         | -30,9        |
| Trimestre III         | 2,2  | -5,1         | -2,3        | 4,1         | -49,4                | -12,6                         | -12,4        |
| Trimestre IV          | -1,8   | -2,1         | -5,2        | 1,4         | 11,7                 | 6,8                           | 6,9          |
| <b>2011</b>           |  |              |             |             |                      |                               |              |
| Trimestre I           | 5,9  | -23,7        | -2,3        | -5,9        | -5,6                 | -4,8                          | -4,8         |
| Trimestre II          | 13,9   | -15,1        | -1,8        | -1,9        | 48,2                 | 21,1                          | 20,5         |
| <b>Acumulado</b>      | <b>11,9</b>                                  | <b>-18,4</b> | <b>-2,0</b> | <b>-3,7</b> | <b>7,3</b>           | <b>6,1</b>                    | <b>6,0</b>   |
|                       | <b>PARTICIPACIÓN POR TIPO DE USUARIO (%)</b> |              |             |             |                      |                               |              |
| <b>Acumulado 2011</b> | <b>27,3</b>                                  | <b>4,3</b>   | <b>6,1</b>  | <b>2,8</b>  | <b>58,7</b>          | <b>99,1</b>                   | <b>100,0</b> |

Fuente: CEDEM, Dirección General de Estadística y Censos (Ministerio de Hacienda GCBA), sobre la base de los datos de ENARGAS.

Si bien el consumo de gas se asocia a la calefacción de ambientes, los crecimientos y participaciones de las centrales eléctricas en el último trimestre de 2010 y en el segundo de 2011 hacen suponer que este bien también es ampliamente utilizado para su transformación en energía eléctrica. Asimismo, dicha misma energía también puede destinarse al consumo para acondicionar ambientes (mediante sistemas de acondicionamiento frío y/o calor). Cabe resaltar que en agosto de 2010 una de las tres centrales eléctricas dejó de funcionar.

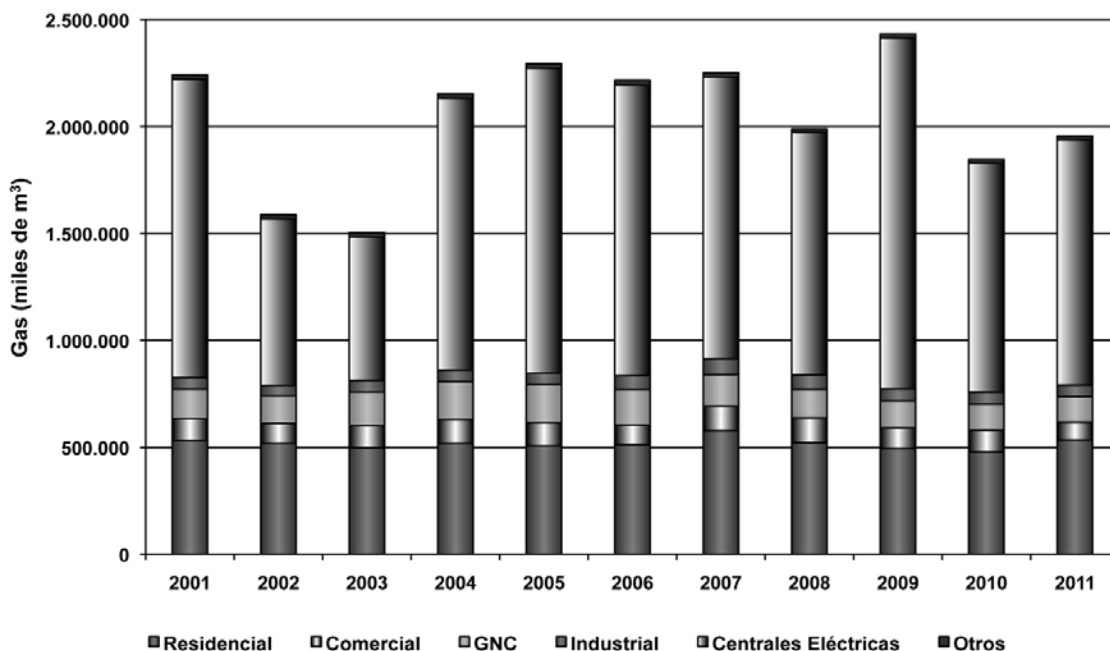
En tanto, durante el primer trimestre del año, el consumo había mostrado un decremento de 4,8%. En dicho período tan sólo el consumo residencial se creció (5,9%), en tanto, el comercial

sufrió una importante caída (23,7%). Por su parte los descensos experimentados por los consumos industriales, de centrales eléctricas y GNC fueron de menor envergadura.

En lo que va del año, la caída del consumo del primer trimestre fue superada ampliamente por la evolución del segundo trimestre del año, lo que conlleva a que en lo que va del año se observe un crecimiento interanual acumulado de 6%. Los consumos residenciales fueron los de mayor incremento (11,9%), seguidos por los de las centrales eléctricas (7,3%). Por el contrario, los demandas comerciales cayeron 18,4%, en tanto, que las industrias lo hicieron 3,7% y las estaciones de GNC 2% (Gráfico A-VI-4).

**GRÁFICO A-VI-4**

**GAS NATURAL. CONSUMO DE GAS ENTREGADO (MILES DE M<sup>3</sup>). CIUDAD DE BUENOS AIRES. ACUMULADO A JUNIO. AÑOS 2001/2011**



Fuente: CEDEM, Dirección General de Estadística y Censos (Ministerio de Hacienda GCBA), sobre la base de datos de ENARGAS.

En cuanto a la cantidad de usuarios de gas, la misma tuvo un incremento interanual de 1,1% en el segundo trimestre de 2011, siendo los clientes GNC los de mayor incremento en el período (1,3%), seguidos por los residenciales (1,1%). Los aumentos contrastaron con la disminución en el número de usuarios de las centrales eléctricas (33,3%), industriales (0,7%) y comerciales (0,4%).

Al tener en cuenta el acumulado de 2011 y al igual que en el segundo trimestre del año, la cantidad de usuarios registró un crecimiento de 1,1%, debido al aumento de los demandantes residenciales (1,2%) y de GNC (0,6%), que más que compensó la caída de centrales eléctricas (33,3%), de industriales (0,9%) y comerciales (0,4%).

**CUADRO A-VI-4**
**GAS NATURAL. EVOLUCIÓN DE LA CANTIDAD DE USUARIOS DE GAS. CIUDAD DE BUENOS AIRES. AÑOS 2001/2011**

| PERÍODO                         | TIPO DE USUARIO      |               |             |              |                      | SUBTOTAL         | TOTAL            |
|---------------------------------|----------------------|---------------|-------------|--------------|----------------------|------------------|------------------|
|                                 | RESIDENCIAL          | COMERCIAL     | GNC         | INDUSTRIAL   | CENTRALES ELÉCTRICAS |                  |                  |
|                                 | CANTIDAD DE USUARIOS |               |             |              |                      |                  |                  |
| <b>2001</b>                     | <b>1.226.996</b>     | <b>52.818</b> | <b>150</b>  | <b>3.228</b> | <b>3</b>             | <b>1.283.192</b> | <b>1.286.052</b> |
| <b>2002</b>                     | <b>1.231.200</b>     | <b>52.639</b> | <b>151</b>  | <b>3.136</b> | <b>3</b>             | <b>1.287.126</b> | <b>1.289.987</b> |
| <b>2003</b>                     | <b>1.238.687</b>     | <b>51.900</b> | <b>153</b>  | <b>2.963</b> | <b>3</b>             | <b>1.293.701</b> | <b>1.296.501</b> |
| <b>2004</b>                     | <b>1.243.286</b>     | <b>50.701</b> | <b>159</b>  | <b>2.784</b> | <b>3</b>             | <b>1.296.933</b> | <b>1.299.718</b> |
| <b>2005</b>                     | <b>1.257.371</b>     | <b>50.447</b> | <b>154</b>  | <b>2.799</b> | <b>3</b>             | <b>1.310.774</b> | <b>1.313.752</b> |
| <b>2006</b>                     | <b>1.267.516</b>     | <b>50.802</b> | <b>154</b>  | <b>2.851</b> | <b>3</b>             | <b>1.321.325</b> | <b>1.324.353</b> |
| <b>2007</b>                     | <b>1.281.752</b>     | <b>51.675</b> | <b>156</b>  | <b>2.784</b> | <b>3</b>             | <b>1.336.370</b> | <b>1.339.415</b> |
| <b>2008</b>                     | <b>1.298.532</b>     | <b>52.310</b> | <b>156</b>  | <b>2.724</b> | <b>3</b>             | <b>1.353.724</b> | <b>1.356.891</b> |
| <b>2009</b>                     | <b>1.314.092</b>     | <b>52.809</b> | <b>156</b>  | <b>2.563</b> | <b>3</b>             | <b>1.369.714</b> | <b>1.372.862</b> |
| Trimestre I                     | 1.308.766            | 52.499        | 155         | 2.673        | 3                    | 1.364.097        | 1.367.327        |
| Trimestre II                    | 1.312.454            | 52.644        | 156         | 2.650        | 3                    | 1.367.906        | 1.371.125        |
| Trimestre III                   | 1.315.750            | 53.125        | 157         | 2.727        | 3                    | 1.371.762        | 1.374.613        |
| Trimestre IV                    | 1.319.398            | 52.970        | 157         | 2.563        | 3                    | 1.375.090        | 1.378.383        |
| <b>2010</b>                     | <b>1.328.736</b>     | <b>53.008</b> | <b>156</b>  | <b>2.538</b> | <b>3</b>             | <b>1.384.440</b> | <b>1.387.729</b> |
| Trimestre I                     | 1.322.335            | 53.058        | 157         | 2.544        | 3                    | 1.378.097        | 1.381.369        |
| Trimestre II                    | 1.326.654            | 53.028        | 155         | 2.537        | 3                    | 1.382.376        | 1.385.665        |
| Trimestre III                   | 1.331.395            | 53.004        | 155         | 2.545        | 2                    | 1.387.102        | 1.390.414        |
| Trimestre IV                    | 1.334.560            | 52.941        | 157         | 2.525        | 2                    | 1.390.185        | 1.393.467        |
| <b>2011</b>                     |                      |               |             |              |                      |                  |                  |
| Trimestre I                     | 1.337.938            | 52.865        | 157         | 2.516        | 2                    | 1.393.479        | 1.396.762        |
| Trimestre II                    | 1.341.714            | 52.812        | 157         | 2.519        | 2                    | 1.397.204        | 1.400.519        |
| <b>Acumulado 2011</b>           | <b>1.339.826</b>     | <b>52.838</b> | <b>157</b>  | <b>2.518</b> | <b>2</b>             | <b>1.395.341</b> | <b>1.398.640</b> |
| <b>VARIACIÓN INTERANUAL (%)</b> |                      |               |             |              |                      |                  |                  |
| <b>2002</b>                     | <b>0,3</b>           | <b>-0,3</b>   | <b>0,4</b>  | <b>-2,8</b>  | <b>0,0</b>           | <b>0,3</b>       | <b>0,3</b>       |
| <b>2003</b>                     | <b>0,6</b>           | <b>-1,4</b>   | <b>1,3</b>  | <b>-5,5</b>  | <b>0,0</b>           | <b>0,5</b>       | <b>0,5</b>       |
| <b>2004</b>                     | <b>0,4</b>           | <b>-2,3</b>   | <b>4,4</b>  | <b>-6,0</b>  | <b>0,0</b>           | <b>0,2</b>       | <b>0,2</b>       |
| <b>2005</b>                     | <b>1,1</b>           | <b>-0,5</b>   | <b>-3,2</b> | <b>0,6</b>   | <b>0,0</b>           | <b>1,1</b>       | <b>1,1</b>       |
| <b>2006</b>                     | <b>0,8</b>           | <b>0,7</b>    | <b>-0,4</b> | <b>1,8</b>   | <b>0,0</b>           | <b>0,8</b>       | <b>0,8</b>       |
| <b>2007</b>                     | <b>1,1</b>           | <b>1,7</b>    | <b>1,5</b>  | <b>-2,3</b>  | <b>0,0</b>           | <b>1,1</b>       | <b>1,1</b>       |
| <b>2008</b>                     | <b>1,3</b>           | <b>1,2</b>    | <b>0,1</b>  | <b>-2,2</b>  | <b>0,0</b>           | <b>1,3</b>       | <b>1,3</b>       |
| <b>2009</b>                     | <b>1,2</b>           | <b>1,0</b>    | <b>0,2</b>  | <b>-2,6</b>  | <b>2,8</b>           | <b>1,2</b>       | <b>1,2</b>       |
| Trimestre I                     | 1,3                  | 0,5           | -0,9        | -2,2         | 0,0                  | 1,3              | 1,3              |
| Trimestre II                    | 1,2                  | 0,7           | -0,2        | -2,7         | 11,1                 | 1,1              | 1,1              |
| Trimestre III                   | 1,2                  | 1,5           | 0,6         | 0,7          | 0,0                  | 1,2              | 1,1              |
| Trimestre IV                    | 1,1                  | 1,2           | 1,3         | -6,2         | 0,0                  | 1,1              | 1,1              |

(continúa)

**CUADRO A-VI-4 (CONTINUACIÓN)****GAS NATURAL. EVOLUCIÓN DE LA CANTIDAD DE USUARIOS DE GAS. CIUDAD DE BUENOS AIRES. AÑOS 2001/2011**

| PERÍODO                  | TIPO DE USUARIO |             |             |             |                      | SUBTOTAL   | TOTAL      |
|--------------------------|-----------------|-------------|-------------|-------------|----------------------|------------|------------|
|                          | RESIDENCIAL     | COMERCIAL   | GNC         | INDUSTRIAL  | CENTRALES ELÉCTRICAS |            |            |
| VARIACIÓN INTERANUAL (%) |                 |             |             |             |                      |            |            |
| <b>2010</b>              | <b>1,1</b>      | <b>0,4</b>  | <b>-0,2</b> | <b>-4,3</b> | <b>-16,2</b>         | <b>1,1</b> | <b>1,1</b> |
| Trimestre I              | 1,0             | 1,1         | 1,1         | -4,8        | 0,0                  | 1,0        | 1,0        |
| Trimestre II             | 1,1             | 0,7         | -0,6        | -4,3        | -10,0                | 1,1        | 1,1        |
| Trimestre III            | 1,2             | -0,2        | -1,3        | -6,7        | -22,2                | 1,1        | 1,1        |
| Trimestre IV             | 1,1             | -0,1        | 0,0         | -1,5        | -33,3                | 1,1        | 1,1        |
| <b>2011</b>              |                 |             |             |             |                      |            |            |
| Trimestre I              | 1,2             | -0,4        | 0,0         | -1,1        | -33,3                | 1,1        | 1,1        |
| Trimestre II             | 1,1             | -0,4        | 1,3         | -0,7        | -33,3                | 1,1        | 1,1        |
| <b>Acumulado 2011</b>    | <b>1,2</b>      | <b>-0,4</b> | <b>0,6</b>  | <b>-0,9</b> | <b>-33,3</b>         | <b>1,1</b> | <b>1,1</b> |

Fuente: CEDEM, Dirección General de Estadística y Censos (Ministerio de Hacienda GCBA), sobre la base de los datos de ENARGAS.

**SÍNTESIS**

- Entre los meses de abril y julio de 2011 y, en materia de energía eléctrica, se destaca la inauguración de la usina termoeléctrica *13 de julio* en Río Tercero; asimismo, se anunció la construcción de una estación transformadora en la ciudad de Paraná y los llamados a licitación del segundo tramo de la obra *San Isidro-Candelaria-Roca-Pto. Mineral y Obras Complementarias* de Misiones, y para la construcción, puesta en servicio y mantenimiento de una usina de 800 Mw en la localidad de Timbúes, en Santa Fe. Asimismo, se presentaron las ofertas técnicas para las licitaciones de la usina *Manuel Belgrano II* en la localidad de Campana y para la ampliación de las centrales de *Ensenada* y *Brigadier López*, ubicadas en Buenos Aires y Santa Fe, respectivamente
- En el mismo marco y con vistas a futuro, el Ejecutivo Nacional anunció la construcción de la cuarta central nuclear de Argentina, como también un plan de estudio de viabilidad de proyectos hidroeléctricos a desarrollar en

distintos puntos del país. Vinculado a la importación, se dio a conocer que el gobierno chileno confirmó la existencia de planes para vender electricidad a la Argentina a través de la central Salta; asimismo, se continúa con la discusión sobre una interconexión hidroeléctrica en el Sur.

- Datos cualitativos sobre expectativas de ejecución de inversiones productivas de las empresas privadas del sector de electricidad para el tercer trimestre del año 2011, publicados por el INDEC en el Indicador Sintético de Energía, indican que el 50% tendría previsto realizar inversiones productivas, mientras que 20% no encararía nuevas inversiones y el restante 30% continuaría con la ejecución de las iniciadas en períodos anteriores. En cuanto al destino de las mismas, merece destacarse que el 41,7% se concretarían para mejorar la calidad del servicio, el 33,3% para aumentar la producción, el 16,7% para optimizar el aprovechamiento de insumos y el restante 8,3% para reducir otros costos no laborales.

- En lo referido a gas, se aprobaron cinco programas para la exploración de este recurso natural en las provincias de Neuquén y Río Negro. En tanto, la compañía *Apache* terminó un pozo de *shale gas*, el cual se constituye como la primera perforación con fracturas múltiples de Latinoamérica.
- Asimismo se registró a fines de junio, el corte del suministro a un grupo de empresas de Uruguay y, durante julio y agosto, a industrias de Argentina debido a la alta demanda residencial doméstica. En cuanto a la importación de gas, se destaca la inauguración del *gasoducto Juana Azurduy* y del buque regasificador de Escobar; en tanto, creó fuerte controversia la compra de GNL a Qatar. Asimismo, se anunció la creación de una segunda planta regasificadora en Bahía Blanca. En tanto, se anunció la extensión de la intervención de *Metrogas* y las intenciones de *YPF* de quedarse con dicha prestadora. Por otro lado, un paro en Salta cortó la importación de gas proveniente de Bolivia y, por último, se registraron aumentos de tarifas a clientes residenciales.
- En cuanto a las expectativas de inversiones de empresas privadas del sector de gas para el primer trimestre de 2011, según datos relevados por el INDEC, el 50% de las firmas no realizaría nuevas inversiones, el 8,3% continuará con las iniciadas en períodos anteriores. Del 41,7% que tiene previsto realizar nuevas inversiones, las mismas se orientarían principalmente a aumentar la producción (46,3%), a mejorar la calidad del servicio (29,6%) y a aumentar a participación en el mercado interno (12,9%), en tanto que el 11,2% se dirigirá a optimizar el aprovechamiento de insumos.
- En lo que respecta a petróleo, *YPF* y *Tecpetrol* anunciaron importantes hallazgos en Neuquén, en tanto que la primera de las empresas finalizó la exploración del Atlántico Sur sin resultados y comunicó nuevos proyectos de exploración en Entre Ríos, provincia sin actividad carbonífera hasta la fecha. En tanto, la exploradora estatal *Oil India* se dio a conocer que buscará comprar gas en Argentina a través de la participación en alguna empresa o la concesión de una explotación. Asimismo, se registraron múltiples conflictos del sector en la provincia de Santa Cruz.
- En materia de energías renovables, se presentaron tres novedades. La primera tiene que ver con la inauguración, a fines de mayo, del *Parque Eólico Arauco* en la provincia de La Rioja; la segunda se vincula con el anuncio y la puesta en marcha de un proyecto de energía renovable para la Patagonia; y por último, la sociedad entre *ENERSE-SAPEM* y la empresa Argentina *IMPESA* anunciaron la firma de un acuerdo para la construcción de un parque eólico en la localidad santiagueña de El Jume.
- También el INDEC aportó datos cualitativos sobre las inversiones de las empresas privadas del sector petrolero. La mitad de las firmas consultadas tiene previsto inversiones productivas en el tercer trimestre de 2011 y el 16,7% tendría previsto ejecutar las ya iniciadas en períodos anteriores. Los principales destinos de las inversiones serían el de mejorar la calidad de los productos o servicios y el de aumentar la producción (ambos con 43,8%); en tanto el 6,3%, se dirigiría a incrementar la participación en el mercado interno y, una menor proporción, a optimizar el aprovechamiento de insumos (6,1%). En tanto, un tercio de las firmas del sector no tendría intenciones de hacer inversiones de ningún tipo.
- En lo que refiere a la venta de combustibles a los consumidores particulares, durante el período de referencia, se sumó al mercado la empresa *Oil Combustibles*, mientras que *YPF* dejó de comercializar naftas comunes. En tanto, se registraron faltantes en gran parte del país.

- Por último, también se produjeron importantes anuncios sobre ventas de acciones de empresas y reglamentación de leyes en estos meses. *Petersen* compró el 25% de *YPF*, en tanto, dicha última empresa comenzó a vender acciones en la Bolsa porteña. Por último, entró en vigencia la prohibición de venta de lamparitas incandescentes y su reemplazo por las de bajo consumo.
- En el segundo trimestre del año, el consumo de energía eléctrica en la Ciudad de Buenos Aires se incrementó 2,2%, siendo las demandas de tipo *Otras* y residenciales las que más crecieron, (3,1% y 3%, respectivamente). En tanto, para el acumulado del año, la evolución fue de 2,7%, siendo los mismos tipos los de mayor incremento (3,6% y 3,5%, respectivamente).
- En lo que respecta al consumo de gas en la Ciudad, éste se incrementó 20,5% en el segundo trimestre del año, variación traccionada por el importante aumento del uso de este combustible en las centrales eléctricas. En tanto, en los primeros seis meses de 2011 se registró un crecimiento del consumo de 6%, signo que se debe, principalmente, a los aumentos en los consumos residenciales y de centrales eléctricas. En lo referente a la cantidad de usuarios, estos han crecido 1,1% en el segundo trimestre y también en el total anual.