



La integración vertical para su mejor aprovechamiento

Por Nino Barone, Eduardo Blanco y Rubén Alvarado

El yacimiento Ramos, en la Cuenca Noroeste, constituye la mayor reserva de gas en toda su extensión. Es la segunda reserva comprobada del país y posee el pozo de mayor producción individual.

La integración vertical de la producción, el transporte y la generación termoeléctrica a través del uso de gas natural como materia prima tiene el beneficio de un mejor aprovechamiento del producto disponible. Tal integración, que comienza en el área de producción, proyecta para su etapa final el establecimiento de una central eléctrica en El Bracho, provincia de Tucumán, a unos 600 km del yacimiento.

El trabajo *"La integración vertical como base de un mejor aprovechamiento del gas y de los condensados de un yacimiento"* presentado en el 1er Congreso Latinoamericano y del Caribe de Gas y Electricidad realizado en Bariloche del 6 al 9 de abril pasado, muestra la experiencia mencionada que, con una inversión de 200 millones de dólares, constituye el primer intento en el cual el productor asume el desarrollo del yacimiento, considerando los incrementos de transporte y creando el mercado de consumo a través del establecimiento de una central eléctrica.

Nino Barone, ingresó a Gas del Estado en 1962 actuando en el área de Captación de Gas en los yacimientos de la Cuenca del Golfo San Jorge. En dicha empresa ocupó distintos puestos hasta alcanzar el cargo de gerente de Aprovisionamiento de Gas en 1982 con responsabilidad sobre la adquisición de gas de origen nacional, Bolivia y Chile, así como el control de contratos y servicios operativos vinculados con esa provisión. Desde 1991 se desempeña como gerente del Departamento de gas de Pluspetrol Exploración y Producción S.A. Además, ha integrado distintas comisiones en ámbito de Gas del Estado, Secretaría de Energía e IAPG, donde fue Presidente de la Comisión de Gas durante 1982/1992. Ha presentado y expuesto distintos trabajos vinculados con el gas en la República Argentina y en el exterior.

Eduardo Blanco, es ingeniero electromecánico (FIBA/1964) y licenciado en Sistemas

(CAECE/1973). Ingresó a Segba S.A. en 1966 y ocupó distintos cargos hasta desempeñarse durante los años 1983 a 1992 como gerente del Departamento de Producción y Transporte, responsable de la generación, transmisión y movimiento de energía de dicha empresa. Desde 1994 se desempeña como gerente de Planeamiento de la Central Térmica Tucumán de Pluspetrol Energy S.A.

Rubén Alfredo Alvarado, es ingeniero químico de la Universidad de Salta (1978), postgrado en Explotación de Yacimientos en la Facultad de Ingeniería de la UBA (1981) y Master en Administración de Empresas de la Universidad del Salvador (1995). Se desempeñó como ingeniero de producción en YPF (1981/1990), como ingeniero de producción del D. Norte de Pluspetrol (1991) y como ingeniero de reservorios de la misma empresa (1992/96). Actualmente es jefe de Ingeniería del Distrito Norte de Pluspetrol.

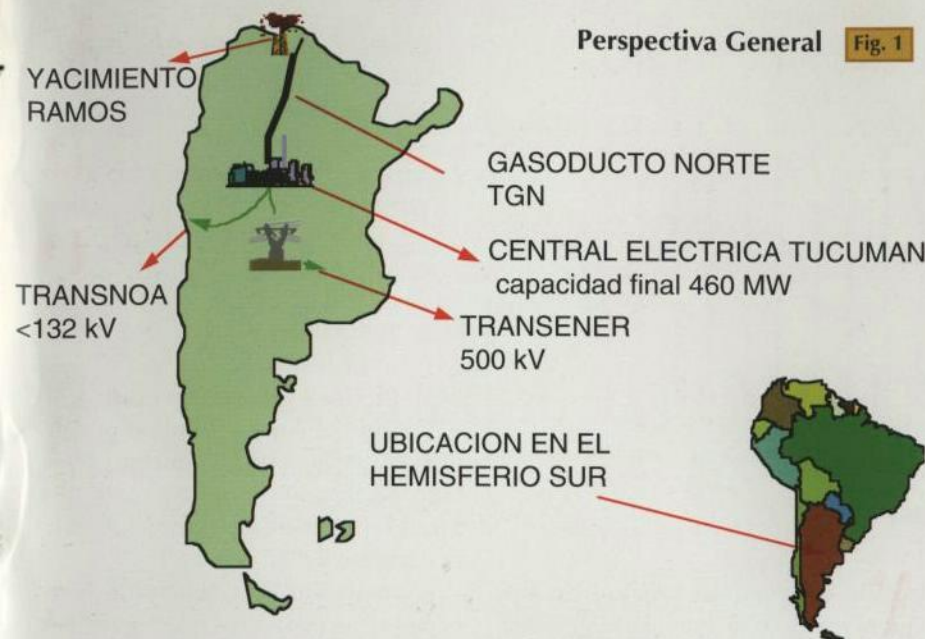
El yacimiento Ramos está ubicado en la región de bosque montañoso de la provincia de Salta, en el noroeste de Argentina. El reservorio en consideración fue descubierto por YPF mediante la perforación del Pozo Rxp 11, a una profundidad de 4400 metros en el año 1976 (Fig. 1).

El desarrollo del yacimiento comenzó en 1979 con la perforación de los pozos R12 y R15.

Pluspetrol Energy S.A. (anteriormente Pluspetrol S.A.) es la operadora del yacimiento desde 1980, controlando un 60% del paquete accionario del Consorcio Ramos, integrado por Tecpetrol S.A. (25%) y Astra CAPSA (15%).

Desde la toma de posesión del área de producción, el Consorcio perforó otros siete pozos así como también

Perspectiva General Fig. 1



una rama horizontal fue perforada en el Pozo R15, siendo el potencial actual de 7,00 MM m³/día.

Los nuevos pozos son: R.1001, R.1002, R.1004, R.1005, R.1006 (improductivo), R.1007 y R.1009.

La perforación del Pozo R.1008 y la perforación de una rama horizontal en el Pozo R.1006 están proyectadas para 1997 con el propósito de desarrollar la estructura sur de los reservorios. Con la perforación o la terminación de los mencionados pozos, la capacidad de producción y su correspondiente comercialización será de 9,0 MM m³/día.

A pesar del importante potencial actual y futuro, el acceso a los grandes mercados de consumo quedó restringido por la capacidad de transporte del gasoducto Campo Durán - Buenos Aires, administrado hasta 1992 por Gas del Estado, que manejaba tanto la operación del sistema como la comercialización del gas transportado, con precios regulados para la producción, la transmisión y las redes de distribución.

Dentro del esquema referido, Pluspetrol consideró como método de desarrollo del yacimiento la creación de un mercado suficiente como para incorporar el gas, convirtiendo tal energía en electricidad.

A partir de la actual desregulación de las actividades vinculadas a los hidrocarburos y la generación eléctrica, con reglas de juego claras de manera que las partes interesadas pudieran asumir el riesgo de evaluar las condiciones del mercado dentro del cual desarrollarían sus actividades, Pluspetrol adaptó su proyecto, analizando los beneficios de la generación de electricidad en el yacimiento mismo o bien operando desde un sitio conectado con el sistema integrado de transmisión eléctrica.

En este sentido, la transmisión de electricidad o de gas ha sido de la mayor importancia; en ambos casos prevaleció la integración vertical dando origen a una empresa energética basada en el potencial ofrecido por el yacimiento Ramos y estableciendo, en la medida de lo posible, alianzas estratégicas para enfrentar los desafíos del siglo XXI, reemplazando el antiguo concepto de empresas de petróleo, de gas y de electricidad.

EL YACIMIENTO

Características

El Yacimiento Ramos está ubicado en el cerro San Antonio, en las sierras subandinas argentino-bolivianas, y está integrado por rocas del paleozoico, del cretácico y del terciario (Fig.2).

El área consiste en anticlinales con ejes de orientación Norte-Sur y flancos de alto ángulo.

Estratigráficamente, los reservorios están emplazados en areniscas y conglomerados de las formaciones Tupambi y Tarija (carbonífero), en areniscas de la formación Iguiri (devónico superior) y en arenas cuarzosas de las formaciones Huamampampa, Icla y Santa Rosa (devónico medio e inferior), siendo esta última el mayor reservorio de gas y condens-

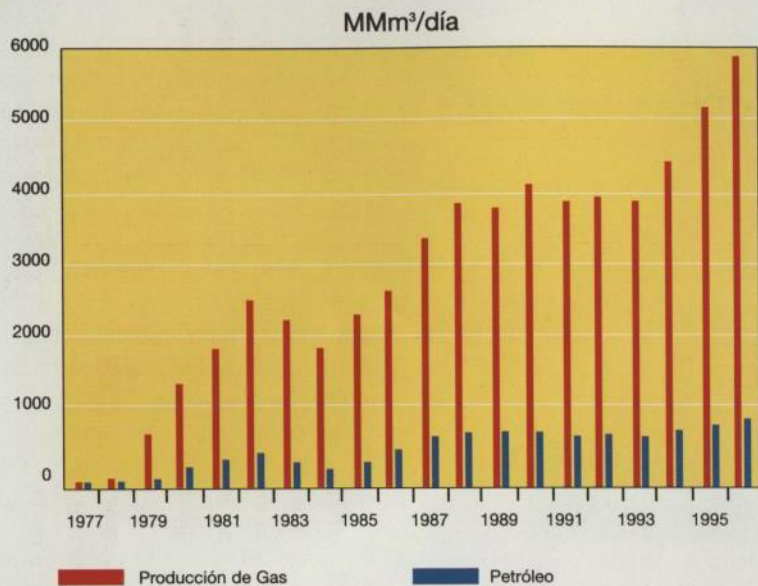
Fig. 2 Gasoducto Yacimiento Ramos-Refinor



YACIMIENTO RAMOS, RESERVAS E INSTALACIONES:

- * 119.000 MMm³ de gas
- * 2,65 MMm³ de petróleo
- * Planta de procesamiento de 8,0 MMm³/día
- * Gasoducto Ramos-Cornejo
- * Gasoducto Ramos-Refinor

Fig. 3 Producción histórica de petróleo y gas



do en el yacimiento Ramos. Por razones prácticas, los niveles devónicos se identifican como sigue:

- “Devónico A” (Formación Los Monos, roca madre)
- “Devónico B” (Formación Huamampampa)
- “Devónico C” (Formación Icla)
- “Devónico D” (Formación Santa Rosa)

El estilo estructural es el resultado de la interacción entre niveles competentes (Formaciones Huamampampa y Santa Rosa) y sedimentos extremadamente incompetentes (Formación Los Monos) que han sufrido un intenso apilamiento que aumentó sus espesores hasta tres veces, afectando intensamente los sedimentos subyacentes.

Este complejo sistema de fallas, fisuras y microfisuras, controla el mecanismo de drenaje del reservorio, teniendo un importante efecto sobre la porosidad secundaria, la permeabilidad y transmisibilidad, en especial a lo largo del eje principal de la estructura.

El fluido en el reservorio consiste en gas con condensación retrógrada y el mecanismo de producción se produce a través de la expansión del gas.

La presión inicial del reservorio “Devónico B” era de 316 kg/cm² a un nivel de referencia de 1925 metros bajo el nivel del mar. La temperatura media del reservorio es de 100°C. La

presión del punto de rocío es de 311 kg/cm², y el GOR inicial era de 6000 m³/l. La gravedad del gas es de 60° API en condiciones normales.

Producción y reservas

La producción acumulada de los fluidos para el 31 de octubre de 1996 (Fig.3) es la siguiente:

Gas	18.432 MM m³
Condensado	2.716 MM m³
Reservas gasíferas	119.000 MM m³

El yacimiento Ramos consiste de ocho pozos con una capacidad de producción total máxima de 8,0 MM m³/día, y de 950 m³ de condensado. La capacidad de producción máxima estimada para fines de la corriente década es de 11,0 MM m³/día.

Esta capacidad de producción máxima resulta de las siguientes consideraciones:

- 1.- La velocidad media de los fluidos no debe exceder la velocidad erosiva crítica con el propósito de

proteger las instalaciones de producción, desde el fondo de pozo hasta la Planta de Tratamiento de Gas.

- 2.- La presión de flujo del fondo de pozo es controlada para minimizar la intrusión de agua y la condensación retrógrada.

Plan de Desarrollo del Yacimiento - Instalaciones superficiales

Cuando el consorcio tomó el control del yacimiento, solamente se habían perforado dos pozos, con una precaria y limitada capacidad de procesamiento de 0,5 m³/día.

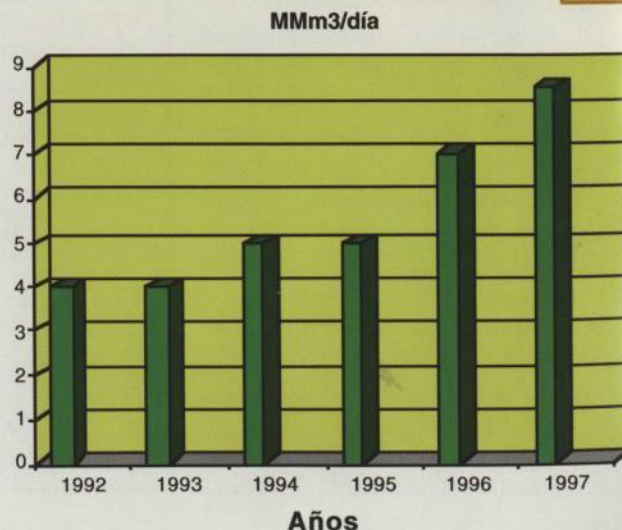
Actualmente, el yacimiento tiene ocho pozos productivos conectados a una planta de acondicionamiento a punto de rocío.

La capacidad de procesamiento se ha incrementado progresivamente; inicialmente, 1,5 MM m³/día en 1981, luego 5,0 MM m³/día en 1994 para alcanzar 8 MM m³/día en 1996.

Como parte del mejor aprovechamiento de los hidrocarburos producidos, una vez que el gas ha sido procesado en las instalaciones del yacimiento, el fluido se transporta hasta las instalaciones de Refinor, ubicadas en Campo Durán, donde el gas es sometido a un tratamiento más intensivo, con recuperación de propano, butano y gasolina antes de su entrada al

Comercialización de gas producido

Fig. 4



gasoducto Campo Durán-Buenos Aires.

El plan de inversiones fue comenzado en 1995 con el propósito de aumentar la capacidad de procesamiento en Ramos (la que aumentó de 5,0 a 8,0 MM m³/día y fue completada con la perforación de los pozos necesarios para alcanzar la capacidad de producción previamente mencionada). Este plan alcanza a 53 millones de dólares.

Comercialización del gas producido

Hasta 1994, fecha desde el cual tuvo lugar la desregulación de los precios del gas en boca de pozo, el yacimiento proveyó a YPF 4.0 MM m³/día a través de un acuerdo firmado con el Consorcio y efectivo hasta el año 2006.

En el año mencionado comenzaron las ventas a las empresas distribuidoras de gas con volúmenes crecientes de 5,0 MM m³/día en 1994, 5,7 MM m³/día a comienzos de 1996, 7,0 MM m³/día en el segundo semestre de 1996 –que coincidió con la fase inicial de gas destinado a la generación eléctrica– y 8 MM m³/día en 1977 (Figura 4).

El abastecimiento para la generación de electricidad dio lugar a un proceso de integración vertical como medio para optimizar la producción de gas y condensado del yacimiento. En este caso, Pluspetrol hace uso del 60% del gas que posee como miembro del consorcio y operador.

Ubicación Línea Eléctrica/Gasoducto

Luego del debido análisis de las características de la posible ubicación y dimensiones de la central eléctrica –estando las dimensiones estrechamente relacionadas al volumen de gas a disposición de Pluspetrol como miembro del Consorcio–, la cuestión por definir pasó a ser la construcción de una línea de transmisión eléctrica entre el yacimiento y la entrada al sistema eléctrico interconectado, o la

construcción de un nuevo gasoducto, o alternativamente la ampliación del sistema operado por Transportadora de Gas del Norte.

En términos de la ubicación en relación al sistema eléctrico interconectado nacional, el distrito de El Bracho, como punto más próximo al área de producción, fue definido como sitio de entrada para la conexión de la electricidad generada al sistema interconectado nacional.

A partir de tal definición se analizaron los beneficios de una generación cercana al yacimiento así también como la instalación de la central en la localidad de El Bracho, a unos 600 km

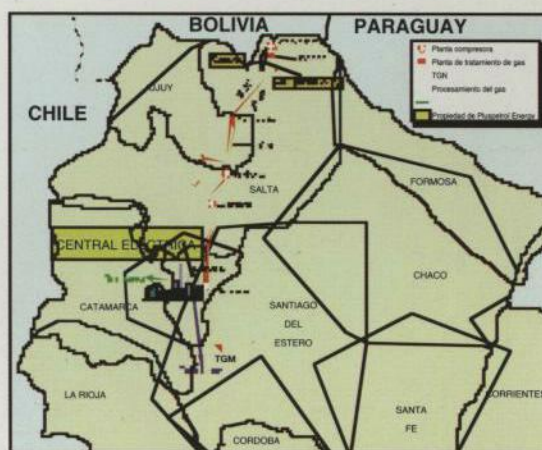
del área de producción (Figura 5).

La evaluación económica llevada a cabo resultó en la determinación de que el uso de un gasoducto de transporte desde el área de producción hasta El Bracho era la opción más conveniente.

Aunque en este caso se consideró la posibilidad de construir un gasoducto a tal fin, el volumen requerido por el proyecto, que llegaba a 2,2 MM m³/día, no sustentó tal construcción.

La solución adoptada se basó en la ampliación del Gasoducto Norte, operado por Transportadora de Gas del Norte, en el tramo Campo Durán-Buenos Aires, el cual, dentro de este

Fig. 5 Ubicación de la central eléctrica Tucumán



LA CENTRAL "EL BRACHO" ESTÁ UBICADA A UNOS 600 KM DEL ÁREA DE PRODUCCIÓN

ESTE DISTRITO ESTÁ A UNOS 25 KM DE LA CIUDAD DE TUCUMÁN

Comparación de costos línea eléctrica - gasoducto Fig. 6

Los costos comparativos que llevaron a la adopción de la ampliación del gasoducto se resumen a continuación:

a) LÍNEA DE 500 kV: RAMOS - EL BRACHO

Línea de 500 km	US\$ 100.000.000
Sub-Estación Ramos	US\$ 17.000.000
Ampliación Sub-Estación El Bracho	US\$ 8.000.000
COSTO TOTAL	US\$ 125.000.000
COSTO UNITARIO	US\$/km 250.000



b) AMPLIACIÓN GASODUCTO NORTE-EL BRACHO

Capacidad adicional	2,3 MMm ³ /día
Tramo Campo Durán-El Bracho	600 km
COSTO TOTAL	US\$ 66.000.000
COSTO UNITARIO	US\$/km 110.000

Fig. 7 Cronograma del proyecto

ETAPA 1

Consiste en un generador a turbina de gas de ciclo abierto de 152 MW (ISO) provisto por Siemens AG que comenzó la operación comercial el 16 de octubre de 1996.

ETAPA 2

(Actualmente en desarrollo). Instalación de un segundo generador a turbina de gas de ciclo abierto, para ser puesto en operación en junio de 1997.

ETAPA 3

Se agregarán un ciclo combinado consistente en calderas de recuperación de calor y un generador a turbina de vapor de 160 MW, aumentando la potencia bruta de la central a 460 MW (condiciones ISO). La operación comercial está programada para iniciarse en octubre de 1998. (Figura 8)

proceso de integración vertical llegó a incluir la participación de la empresa transportista, que en este caso ha aumentado su capacidad de transporte estrictamente para gas destinado a proyectos de generación eléctrica ubicados en El Bracho.

Los costos comparativos que llevaron a adoptar la ampliación del gasoducto se sintetizan en la Figura 6.

El uso del gasoducto provee a la producción de gas de una alternativa de acceso al mercado en el caso de una reducción de la generación por necesidades operativas.

Central Eléctrica

El proyecto comprende la ingeniería, adquisición y construcción de una central eléctrica en "El Bracho", provincia de Tucumán, a unos 1300 km al noroeste de Buenos Aires.

La central consistirá en un sistema a ciclo combinado de aproximadamente 460 MW de potencia entregada total (bajo condiciones ISO) que será instalada de acuerdo con el cronograma que se describe más adelante.

Esta tecnología se ha elegido por las siguientes razones:

- 1) La generación económica y ecológica de electricidad es de la mayor importancia actualmente. Las centrales eléctricas a ciclo combinado son procesos que hacen un muy buen uso de la energía

de los combustibles. En lugar de ser simplemente descargado a la atmósfera, el calor de los gases de escape de las turbinas a gas se usa para producir energía adicional en combinación con un generador de vapor de recuperación de calor y una turbina de vapor. Esta es la razón de la alta eficiencia de los sistemas de ciclo combinado, que actualmente es de un 50% o más para la generación de energía eléctrica.

- 2) El costo de construir, operar y mantener una central eléctrica de ciclo combinado es considerablemente más bajo que otros tipos de centra-

les eléctricas. Los cortos tiempos de entrega y la construcción escalonada son beneficios característicos de las centrales de ciclo combinado. Los tiempos cortos de entrega involucran un ahorro directo en los costos: cuanto antes una central genere electricidad e ingresos, más rápidamente se harán nuevas inversiones. Además, la construcción escalonada permite tener la turbina de gas sobre la línea generando dos tercios de la potencia proyectada solamente doce meses después de haberse adjudicado el contrato.

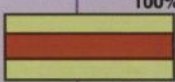
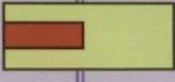
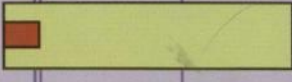
- 3) La central será alimentada con gas natural producido por el yacimiento Ramos.

Cronograma del proyecto

A fin de optimizar las inversiones teniendo en cuenta aspectos básicos como la disponibilidad de transporte firme de gas y las tendencias de los precios del mercado eléctrico, el proyecto ha sido programado de acuerdo con el cronograma de la Figura 7.

Programa de construcción Fig. 8

El programa de construcción se ha desarrollado en etapas, según el siguiente cronograma:

ID	TAREA	1995	1996	1997	1998	1999
1	INSTALACION DE GENERADOR DE TURBINA A GAS DE CICLO ABIERTO 152 MW (ISO)					
2	INSTALACION DE GENERADOR DE TURBINA A GAS DE CICLO ABIERTO 152 MW (ISO)					
3	INSTALACION DE GENERADOR DE TURBINA A VAPOR DE CICLO COMBINADO 152 MW (ISO)					

Conexión al sistema

La Secretaría de Energía de la República Argentina ha admitido a Pluspetrol Energy S.A. como miembro del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) de acuerdo con lo dispuesto por Resolución SSE N° 6/96 y Resolución N° 62/93 y la ha autorizado a conectar una central eléctrica de hasta 500 MW en la Estación Transformadora de "El Bracho", así como también a utilizar la capacidad existente del sistema de 500 kV.

El proyecto de Pluspetrol Energy -Central Eléctrica de Tucumán- construyó tal vinculación por medio de una línea en circuito simple de 132 kV de 500 metros de largo (que será duplicada en la Etapa 2) que acopló las barras de distribución de la central con las existentes en la estación transformadora de "El Bracho", propiedad de la empresa de transmisión eléctrica Transener S.A.

La Estación Transformadora de "El Bracho" -la más importante de la región del NOA (Noroeste Argentino)- alimenta a través de sus barras de distribución de 132 kV a las provincias de Tucumán, Santiago del Estero, Salta y Jujuy. También está programado alimentar desde la misma estación el establecimiento minero de "Bajo La Alumbra", en la provincia de Catamarca, que representará un incremento sustancial en la demanda regional.

Las anteriormente mencionadas barras de distribución de 132 kV están interconectadas con las barras de distribución de 500 kV de la misma estación por medio de dos transformadores de 300 MVA. Las barras de distribución de 500 kV están conectadas a la línea que vincula la Estación Transformadora de "El Bracho" con la Estación Transformadora de "Recreo" y subsecuentemente con los segmentos restantes que se extienden desde allí hasta Córdoba, Santa Fe y el resto del país.

Las convenientes condiciones de conexión arriba descriptas resultan

también en menores relaciones de pérdida y en una mayor confiabilidad. Estos factores implican significativas ventajas económicas ya que ellas tienen una repercusión directa sobre los precios de la electricidad y las ventas de energía al mercado.

Transporte del gas combustible

Los requerimientos de gas combustible para la central eléctrica llegan a 1,1 MM m³/día en la Etapa 1. Para las Etapas 2 y 3 se necesitarán 2,2 MM m³/día.

Para asegurar una capacidad de transporte firme de gas hacia la central, TGN debe agregar algunos tramos de cañería doble (*loops*) y efectuar algunas modificaciones al sistema existente.

El contrato de capacidad firme para cubrir las necesidades de la Etapa 1 se firmó con TGN y Gasnor para asegurar una capacidad de transporte de 1,1 MM m³/día.

A su debido tiempo, se cerrarán las negociaciones para contratar capacidad firme para las Etapas 2 y 3.

Impacto ambiental

La central eléctrica de ciclo combinado que emplea gas natural como combustible es un sistema de generación de energía limpio. El gas natural no produce virtualmente SO₂ y emite cantidades extremadamente bajas de CO. Lo que es más, la aplicación de combustores de tecnología seca-bajo-NO_x reduce a pocas partes por millón los contaminantes peligrosos tales como NO_x, CO y los hidrocarburos con combustión incompleta, bien por debajo de los niveles permisibles en nuestro país.

A fin de asegurar que el proyecto cumpla las leyes y reglamentaciones vigentes en los ámbitos nacionales, provinciales y municipales, el diseño de la central se efectuará de acuerdo con las normas actuales más avanzadas.

Con ese propósito, además, se llevó

a cabo un estudio de evaluación de impacto ambiental por parte de una renombrada consultora local para determinar el impacto ambiental que podría causar la Central Eléctrica de Tucumán, identificando los aspectos críticos.

Los resultados de ese estudio demuestran que los efectos ambientales de la central serán de poca importancia en comparación con la capacidad de asimilación ambiental y no excederán los máximos valores actuales de capacidad ambiental, ya sean locales o internacionales.

De acuerdo con las actuales reglamentaciones nacionales, el informe de impacto ambiental descripto en los párrafos anteriores fue presentado a la Secretaría de Energía de la Nación y fue aprobado sin observaciones por la Dirección Nacional de Prospección de dicha Secretaría.

Estado actual y descripción del proyecto

De acuerdo con el cronograma del proyecto, la Etapa 1 se encuentra en servicio y consiste en:

- Un generador a turbina de gas de ciclo abierto tipo V94.2, de 152 MW ISO (ver diagrama de flujo térmico que se acompaña).
- Transformadores principal y de estación.
- Playa de distribución de 132 kV.
- Equipo de distribución de bajo y medio voltaje.
- Paneles de control.
- Edificios para sala de control, equipamiento eléctrico, oficinas administrativas, taller de mantenimiento, depósito e instalaciones para el personal.
- Planta reductora y filtradora de gas combustible.
- Planta de tratamiento y almacenamiento de agua.
- Sistema de protección contra incendios.
- Conexión del gasoducto al sistema principal de TGN.

- Línea de interconexión de 132 kV hasta la estación de Transener en "El Bracho".

La provisión de los equipos principales (generador a turbina de gas, transformador, equipo de distribución de 132 kV, etc.) se ha contratado con Siemens como un paquete llave en mano.

Siemens también tendrá la responsabilidad de la supervisión de la construcción y puesta en marcha de la central, hasta las pruebas de aceptación provisional.

Las obras civiles, la provisión del resto de los equipos para la central y la construcción (bajo supervisión de Siemens) fueron contratadas con una experimentada empresa local de ingeniería y construcciones.

Siemens entregó el generador a turbina de gas en febrero de 1996. El 12 de marzo, la maquinaria estaba en el sitio de su emplazamiento.

Las obras civiles y las fundaciones estaban listas para posibilitar el mon-

taje mecánico cuando los equipos llegaron al sitio.

De acuerdo con el cronograma de construcción, la unidad estuvo lista para iniciar las pruebas previas a la puesta en servicio y de aceptación hacia fines de julio.

El 16 de octubre de 1996, la central completó su puesta en servicio e inició la operación comercial.

Las Etapas 2 y 3 comprenderán:

- Dos (uno existente) generadores a turbina de gas Siemens V94.2.
- Un generador a turbina de vapor, de condensación-inducción directa, de dos presiones.
- Un condensador de refrigeración combinada a aire/agua y torre de enfriamiento de agua.
- Una planta de tratamiento de agua, tanques de almacenamiento de agua desmineralizada y bombas para agua de reemplazo.
- Un sistema de control distribuido en toda la central.
- Accesorios eléctricos.

Los datos de rendimiento espera-

dos (valores brutos) para la central son: potencia bruta de 460 MW y rendimiento térmico de 6965 kJ/kWh.

Venta de energía

La Central Eléctrica de Tucumán venderá su electricidad al Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), que se estableció en 1992 mediante la Ley N°24.065 y la Resolución N° 61/92 y otras Resoluciones dictadas por la Secretaría de Energía.

Pluspetrol Energy S.A. (PPE) celebró con EDENOR S.A. el primer contrato a largo plazo —diez años— entre partes privadas del MEM, el 15 de agosto de 1996. PPE vende a EDENOR 100 MWh por hora desde el 1° de noviembre de 1996 hasta el 31 de octubre de 2006. El precio contratado es casi un precio spot y los ingresos serán de 25 MM U\$S por año. Dado que PPE tendrá costos de producción muy bajos que garantizan el despacho del total generado, la energía remanente será vendida en el mercado spot horario.

CONCLUSIONES

La integración vertical en el proceso de producción, transporte y generación de electricidad ha posibilitado:

- 1) La creación de un mercado suficiente para el desarrollo del alto potencial de producción del yacimiento Ramos.
- 2) La opción del transporte de gas entre las áreas de producción y de generación permite, además, el acceso del gas a una zona de importante consumo, mejorando alternativamente las posibilidades de comercialización del gas.
- 3) La mejora del valor final del gas obtenido como consecuencia de su transformación en electricidad, capitalizando el valor agregado entre la producción y su transformación.
- 4) La estratégica ubicación de Ramos y su potencial de producción permiten considerar la implementación de este proceso integrador en el gas que se exportará a los países vecinos en el futuro.

La integración vertical ha sido la mejor alternativa para crear el mercado necesario para el gas disponible, optimizando la producción de gas y condensado así como también la recuperación de hidrocarburos licuados para finalmente generar energía eléctrica.

A tales fines y colocándose dentro de las normas más modernas, Pluspetrol S.A., en su reestructuración, ha creado Pluspetrol Energy S.A. con una visión integral en el proceso de convertir la producción de hidrocarburos para enfrentar el desafío de transformar esa energía dentro del proceso de integración regional que se llevará a cabo en el Cono Sur latinoamericano en los años próximos.