

La Integración Gas Electricidad: Aspectos Relacionados a la Calidad en la Gestión

**Fernando Porta y Santiago Fidalgo
Repsol YPF**

Abstract

El presente trabajo analiza por medio del Modelo FUNDIBEQ los aportes a la calidad en la gestión de la integración entre el gas natural y la generación eléctrica. Se analizaron las contribuciones que esta integración arrojaría sobre el Liderazgo y estilo de gestión, política y estrategia, desarrollo de las personas, recursos y asociados y clientes. La evidencia empírica de algunos proyectos integrados en los que participa Repsol-YPF (Dock Sud, Filo Morado, Pluspetrol Energy, Termogaúcha-Gasoducto TSB) las posibles mejoras señaladas por el Modelo.

I Introducción

El presente trabajo analiza por medio del Modelo FUNDIBEQ los aportes a la calidad en la gestión de la integración entre el gas natural y la generación eléctrica. De este modo pone en evidencia las mejoras que una empresa integrada en la cadena Gas-Electricidad podría introducir en la puntuación, concentrándonos en los criterios facilitadores. A la luz del Modelo mencionado se tratan las contribuciones que esta integración arrojaría sobre el liderazgo y estilo de gestión, política y estrategia, desarrollo de las personas, recursos y asociados y clientes. Se ilustrará por medio de algunos proyectos integrados en los que participa Repsol-YPF (Dock Sud, Filo Morado, Pluspetrol Energy, Termogaúcha-Gasoducto TSB).

II. El Modelo FUNDIBEQ

El modelo de la FUNDIBEQ, o Modelo Iberoamericano de Excelencia en la Gestión, consta de nueve criterios; cinco facilitan la gestión y se agrupan en “Procesos Facilitadores” y los otros cuatro son de “Resultados”.

Los Procesos Facilitadores cubren todo aquello que una organización hace y la forma en que lo hace. Los Procesos de Resultados cubren aquello que una organización consigue. Los Resultados son causados por la gestión realizada.

Los Criterios Facilitadores del Modelo Iberoamericano son los de “Liderazgo y estilo de gestión”, “Política y estrategia”, “Desarrollo de las personas”, “Recursos y asociados” y “Clientes”.

Según la intención de este trabajo, seguidamente se indagarán los cambios en la gestión de una empresa cuando adopta la decisión de integrar sus actividades de producción de gas natural en yacimiento con las de generación eléctrica.

En las tablas que figuran en las páginas sucesivas se han agrupado, siguiendo los cinco criterios facilitadores del modelo, las posibles ventajas y desventajas que acarrearía dicha decisión.

III. Evaluación de la Integración Gas – Electricidad Según el Modelo FUNDIBEQ

1) LIDERAZGO Y ESTILO DE GESTION

SUBCRITERIO	VENTAJAS	DESVENTAJAS
a. Los líderes demuestran visiblemente su compromiso con una cultura de excelencia empresarial.	Posibilidades de innovación por tecnología de punta en ciclos combinados.	
b. Los líderes están implicados con personas de la propia organización o de fuera de la misma para promover y desarrollar las necesidades y expectativas de los grupos de interés involucrados en la organización.	Posibilidades de promover la excelencia dentro de toda la cadena gas-electricidad.	
c. La estructura de la organización está desarrollada para sustentar la eficaz y eficiente aplicación de la política y la estrategia, en armonía con los valores y la cultura de la misma.	Procesos más complejos, que admiten mayores posibilidades de mejoras.	
d. Los procesos se gestionan y se mejoran sistemáticamente.	Admite mayores divisiones en la propiedad de los procesos. Aplicación a todas las fases de sistemas de gestión de calidad estándar tales como ISO 9000, sistemas medioambientales, de salud o de calidad.	

2) POLITICA Y ESTRATEGIA

SUBCRITERIO	VENTAJAS	DESVENTAJAS
a. La política y la estrategia está basada en las necesidades presentes y futuras y en las expectativas de los grupos de interés involucrados, orientándose hacia el mercado.	Mercado dinámico y competitivo en gas y electricidad con mayores posibilidades de capturar oportunidades. Mayores oportunidades de crecimiento, ya sea aprovechando el crecimiento del consumo de electricidad interno o de exportación o las innovaciones tecnológicas que vayan surgiendo. Satisfacción de las necesidades de estabilidad financiera de los accionistas (por venta segura del gas) y de reducción de costos (por minimización de gastos comerciales del gas).	Mayor necesidad de adaptación constante al cambio. Mayor necesidad de investigación constante de mercados y de proveedores. Actividad más compleja. Necesidades y expectativas de la sociedad más complejas.
b. La política y estrategia está basada en información obtenida por mediciones del cumplimiento y por actividades relacionadas con la investigación y la creatividad.	Indicadores de cumplimiento estandarizados y en consonancia con normas ISO. Tecnologías más dinámicas y de evolución más rápida (por ejemplo ciclos combinados).	Se necesitan mayor cantidad de indicadores de cumplimiento que en un proyecto de gas natural o generación eléctrica individual.
c. La política y estrategia se desarrolla, evalúa, revisa y mejora.		
d. Cómo se comunica la política y la estrategia.	Comunicación informal y directa de las necesidades proveedor – cliente a través de la integración entre gas y electricidad.	

3) DESARROLLO DE LAS PERSONAS

SUBCRITERIO	VENTAJAS	DESVENTAJAS
a. Las personas: planificación y mejora.	Mayores oportunidades de carrera por ampliación de procesos. Mayores oportunidades de rotación interna. Mayores oportunidades de innovación en la organización laboral dentro de la cadena de suministro.	Necesidad de personal más capacitado y flexible.
b. Desarrollo de la capacidad, conocimientos y desempeño del personal.	El personal se capacita constantemente por manejar tecnología de punta en los casos de ciclos combinados. La integración obliga al desarrollo de destrezas de equipos para potenciar la combinación entre el yacimiento de gas y la generación eléctrica.	Aumentan los costos de capacitación.
c. Comunicación y facultamiento de las personas.	La comunicación entre todos los sectores debe ser más amplia que sin integración, a fin de optimizar el funcionamiento de ésta.	Pueden aumentar los costos de comunicación así como los costos de facultamiento.
d. Atención y reconocimiento a las personas.	La mayor flexibilidad y posibilidades de carrera puede ser una herramienta para la satisfacción del personal.	

4) RECURSOS Y ASOCIADOS

SUBCRITERIO	VENTAJAS	DESVENTAJAS
a. Recursos financieros	Optimización de la gestión de días de cobranza del gas, minimización de costo financiero de stocks, minimización de facturas, optimización impositiva. Gestión del riesgo: pleno conocimiento del proveedor (para la electricidad) y del cliente (para el gas).	
b. Gestión de los recurso de información y conocimientos	Mayores posibilidades de innovación y de acceder a nuevas tecnologías que reduzcan costos. Conocimiento directo de clientes y proveedores.	Se necesita un flujo constante de conocimientos en nuevas tecnologías que implica mayores costos.
c. Gestión de los inmuebles, equipos, tecnología y materiales.	Sinergias y mejor aprovechamiento de los inmuebles, equipos e instalaciones entre ambas actividades.	Costos de indentificación de nuevas tecnologías.
d. Gestión de los recursos externos, incluidos asociados.	Optimización de la gestión con proveedores de gas (tiempos de entrega, inventarios, compatibilidad cultural, desarrollo mutuo, reconocimientos) por tratarse de la misma empresa, o asociada.	Riesgos de subsidios cruzados entre los sectores de gas y electricidad.

5) CLIENTES

SUBCRITERIO	VENTAJAS	DESVENTAJAS
a. Se identifican las necesidades y expectativas de los clientes respecto a productos y servicios.	Plena identificación en el caso del gas natural por tratarse de la misma empresa. Menores costos de identificación de las necesidades de clientes de gas. Completo conocimiento de las necesidades de los clientes de gas.	Falta de incentivos para esforzarse en innovar y mejorar la calidad de servicio hacia los clientes.
b. Se diseñan y desarrollan productos y servicios.	Posibilidad de ofrecer una canasta energética.	
c. Se fabrican, suministran y mantienen productos y servicios.		
d. Se cultivan y mejoran las relaciones con los clientes.	Por mayor presencia e interés de las necesidades energéticas del cliente.	

IV. La experiencia de Repsol YPF en la Argentina:

Repsol-YPF participa en centrales termoeléctricas por un total de 1.860 MW a nivel país, las cuales producen cerca del 13% de la energía del país.

- Central Térmica Filo Morado
- Pluspetrol Energy (Central Térmica Tucumán y Central Térmica San Miguel de Tucumán)
- Central Dock Sud
- TermoGaucha/Gasoducto TSB
- Centrales Los Perales, Plaza Huincul y Chihuido

La generación de electricidad insume hoy cerca de la tercera parte del gas natural producido en Argentina. Además, la generación de energía eléctrica utilizando gas como combustible continuará ganando terreno frente a otras alternativas (nuclear e hidráulica), por lo que será el medio más eficiente para abastecer los incrementos futuros de la demanda, debido a:

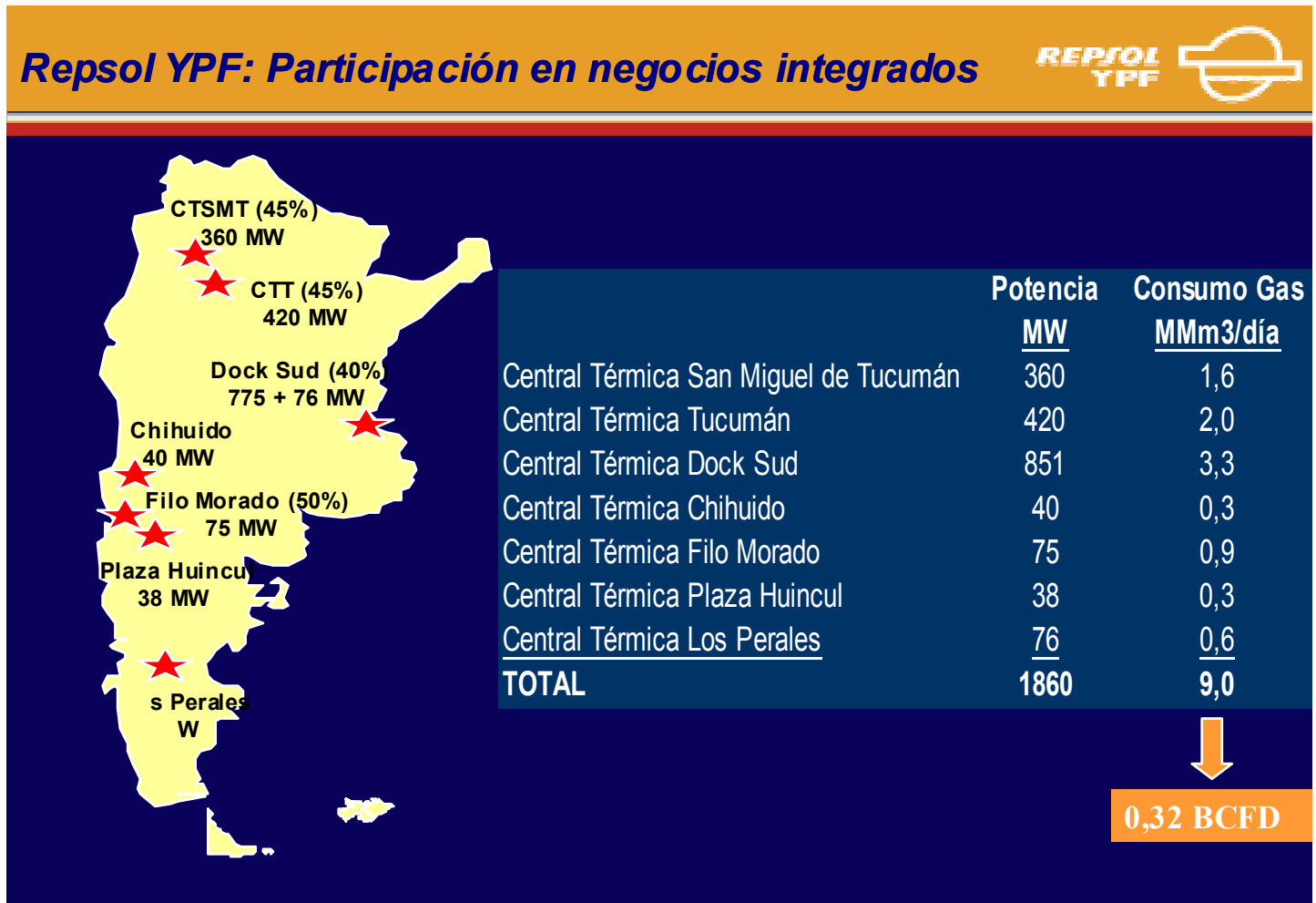
- Ventajas ambientales del gas natural como combustible,
- Menores plazos de construcción,
- Menor costo de la inversión,
- Alta eficiencia térmica (en especial mediante la utilización de ciclos combinados)

La relación entre los mercados eléctrico y de gas natural se ha vuelto cada vez más estrecha, y la potencialidad de encontrar nuevas sinergias entre ellos exceden, incluso, las fronteras de nuestro país, teniendo en cuenta las interconexiones eléctricas y gasíferas establecidas el ámbito regional con nuestros vecinos.

En este escenario, el desarrollo de negocios integrados de Gas & Electricidad resultó para Repsol-YPF un medio seguro para:

- Acelerar la monetización de reservas de gas (la demora de diez años en el desarrollo de un yacimiento gasífero, implica, a una tasa de descuento del 15%, la pérdida del 75% de su valor).
- Garantizarse una cuota en el mercado, tanto de gas, como de electricidad.
- Desestacionalizar la demanda de gas al agregar consumos de base.
- Optimizar la operación de los Yacimientos de gas y/o de petróleo con gas asociado.

- Ahorro de costos de estructura, al compartir instalaciones, equipos, edificios y personal.
- Agregado de valor al gas a través de su comercialización como energía eléctrica.
- Evitar venteos de gas.
- Sinergías con otras áreas de negocio del grupo: Distribución de Gas, Upstream, Downstream, GLP, Construcciones (A-Evangelista).
- Abastecimiento de autoconsumos de electricidad.



1) Central Térmica Filo Morado:

Se trata de una central ubicada en el norte neuquino, en boca de pozo de un yacimiento de petróleo. Previo a la instalación de la central, el gas asociado a la producción de crudo era venteado, por lo que la misma permitió, no sólo evitar el perjuicio al medio

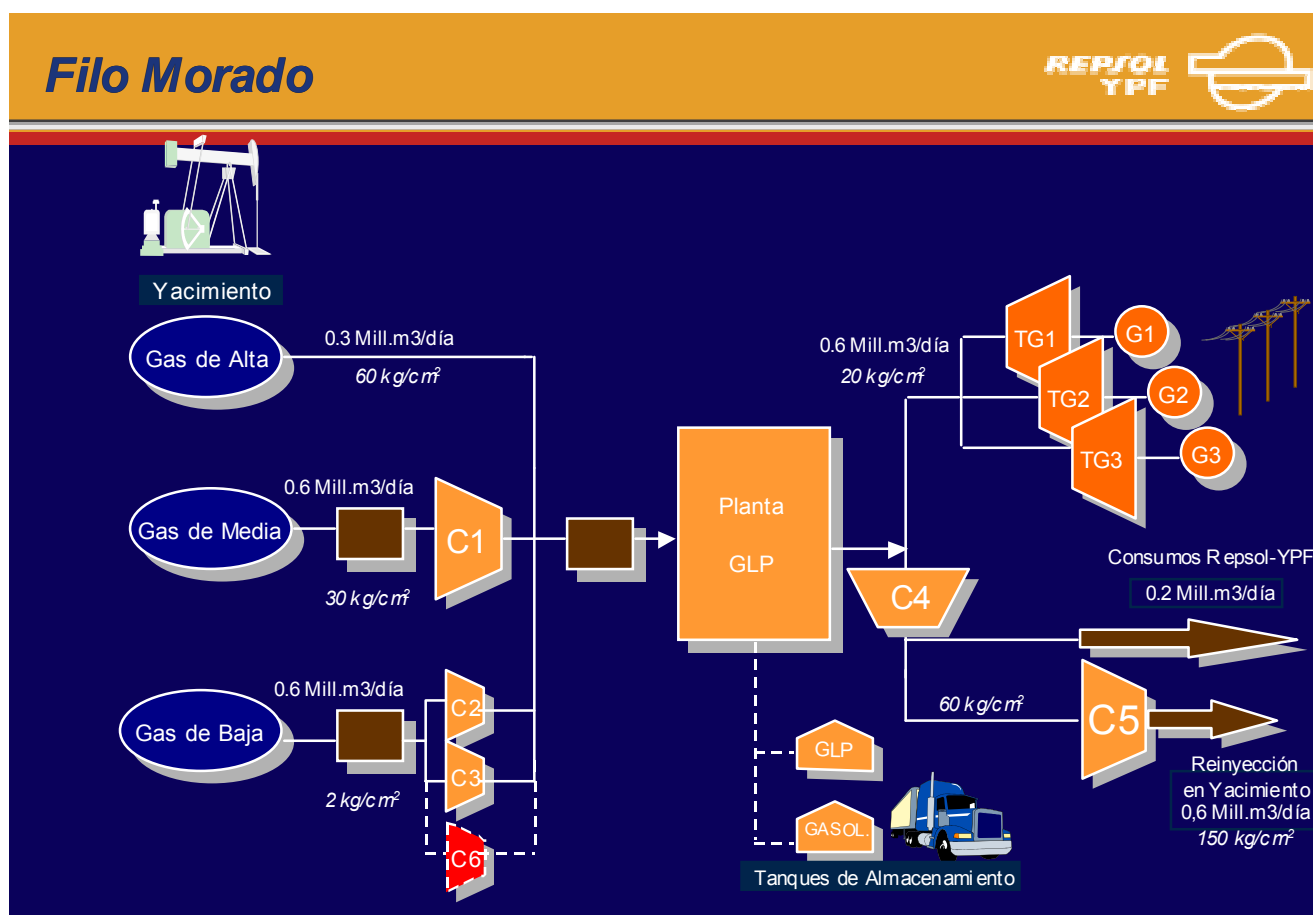
ambiente, sino también, aumentar la extracción de petróleo al mejorar la explotación del yacimiento.

El gas es captado a distintas presiones (alta, media y baja presión) , luego de pasar por separadores de líquido, las corrientes de baja y media presión son comprimidas hasta alcanzar los 60 kg/cm², juntándose con la corriente de alta presión.

En estas condiciones, el gas ingresa a una planta turboexpanders en la que se extraen la gasolina y el propano-butano (GLP), productos que son almacenados y vendidos.

A continuación, la corriente de gas seco tiene tres destinos:

- Producción de energía eléctrica en las tres turbinas a gas
- Consumos internos del Yacimiento
- Compresión y reinyección del gas sobrante a la formación



Características:

- Central térmica de 75 MW ubicada en boca de pozo.
- Planta de GLP con capacidad para procesar 1,5 Mill.m3/día de gas natural.
- Producción de Gasolina
- Producción de GLP
- Inversión: Mill.u\$s 60
- Consumo de gas para generación de electricidad: 0,6 Mill.m3/día
- Gas retenido en Planta GLP y otros consumos: 0,3 Mill.m3/día
- Consumo total de gas (32 Mill.CFD): 0,9 Mill.m3/día
- Sistema de reinyección del gas sobrante en el yacimiento.

Claves de la integración Gas & Electricidad:

- Yacimiento de petróleo con gas asociado (de gran poder calorífico), alejado del mercado y de la red de gasoductos.
- Endurecimiento regulatorio de los límites admitidos para el venteo de gas, lo que dificultaba la extracción de petróleo.
- Agregado de valor al gas: extracción de gasolina, GLP y producción de energía eléctrica.
- Exportación de GLP a Chile.
- Mejoramiento de la calidad de la energía eléctrica en una zona alejada, deficitaria y de gran demanda petrolera.
- Anulación del venteo mediante la reinyección de gas, que, a su vez, presuriza el yacimiento permitiendo extraer más petróleo.
- Operación y administración a cargo de Repsol-YPF.
- Certificación del Sistema de Gestión Ambiental.

2) **Pluspetrol Energy: Central Térmica Tucumán (CTT) y Central Térmica San Miguel de Tucumán (CTSMT):**

Se trata de dos centrales de ciclo combinado localizadas en las inmediaciones de la ciudad de Tucumán, asociadas a un yacimiento de gas natural de la cuenca N.O. (yacimiento Ramos, en la Provincia de Salta).

Este negocio integrado ha permitido alocar volúmenes de gas natural del yacimiento Ramos a la centrales térmicas, fluido que de otra forma no podría haber sido comercializado, ya que el mercado eléctrico del norte de Chile “SING” (vinculado a Argentina mediante dos gasoductos y una línea eléctrica) no demanda suficientes cantidades de gas, y en el mercado argentino existen restricciones en la capacidad de transporte de gas aguas abajo de Tucumán, estableciéndose un cuello de botella que impide el pasaje de un volumen mayor.

En cambio, el sistema eléctrico de transporte en alta tensión (500 KV), no oponía restricciones para evacuar electricidad desde Tucumán hacia Bs. As., dándole factibilidad al Proyecto integrado, al permitir transportar el gas desde el yacimiento de Salta hasta Tucumán, transformarlo allí en electricidad, y transportarlo hacia los centros de consumo convertido en energía eléctrica.



Características:

Central Térmica San Miguel de Tucumán (CTSMT)

- Ciclo Combinado de 360 MW
- Inversión: Mill.u\$s 200
- Participación Repsol-YPF: 45%

Central Térmica Tucumán (CTT)

- Ciclo Combinado de 420 MW
- Inversión: Mill.u\$s 220
- Participación Repsol-YPF: 45%

Consumo total de gas (en las dos centrales): 3,6 Mill.m3/día (0,13 BCFD)

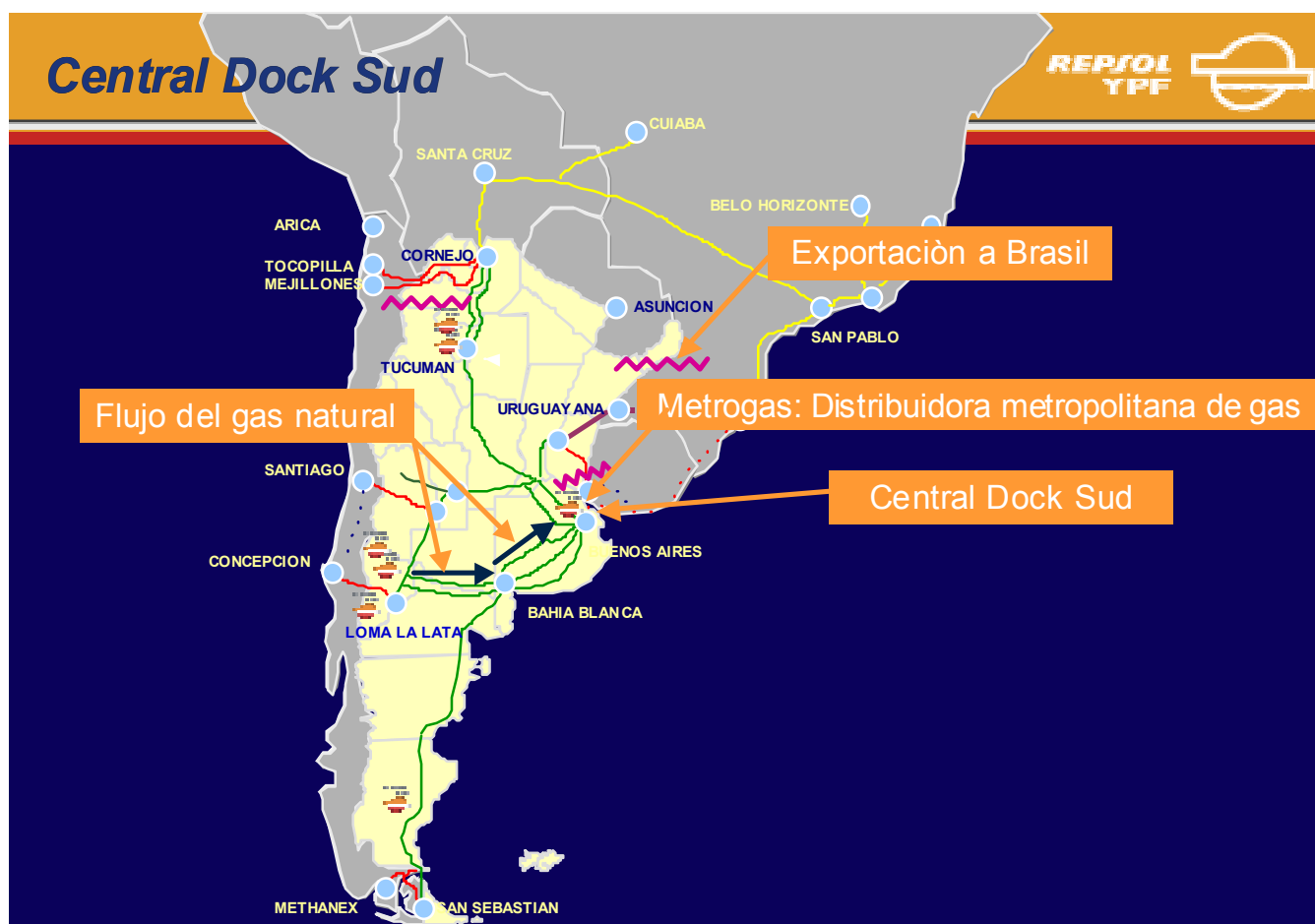
Claves de la integración Gas & Electricidad:

- Yacimiento de gas integrado a ambas centrales.
- Mercado restringido para la comercialización del gas natural de la cuenca:
 - Restricciones en el transporte de gas natural.
 - Exportación de gas natural limitada por la demanda del mercado eléctrico del norte de Chile.
- Existencia de capacidad de transporte eléctrico desde Tucumán hacia Buenos Aires.
- Las centrales térmicas permitieron ampliar el mercado para nuestras reservas, desarrollar y producir hasta 3,6 Mill.m3/día adicionales de gas.
- Agregado de valor a la cadena del gas natural a través de la venta de la energía de las centrales a precios de mercado.
- Certificación de Normas ISO 9000 y 14000.

3) Central Dock Sud:

Central de ciclo combinado ubicada en la zona metropolitana. Utiliza capacidad de transporte de gas ociosa de Metrogas y el gas proviene de la cuenca neuquina, a través de la red existente de gasoductos de TGS.

La central cuenta con contratos de exportación de potencia en firme y de energía a Brasil, por medio de la interconexión que vincula Yacyretá con la subestación Itá.



Características:

- Ciclo Combinado de 775 MW
- Inversión: Mill.u\$s 300
- Participaciones:
 - 40% Repsol-YPF
 - 40% Endesa
 - 20% PAE
- Consumo de gas: 3,3 Mill.m3/día (0,12 BCFD)

Claves de la integración Gas & Electricidad:

- Ubicación en el baricentro de la demanda de electricidad (zona metropolitana de Bs. As.).
- Aprovechamiento y optimización de la capacidad de transporte ociosa de METROGAS (distribuidora de gas propiedad de Repsol-YPF y BG).
- Esquema de capitalización de gas, a través del cual Repsol-YPF, como productor de gas, materializa sus entregas de combustible en acciones de la central térmica.
- Acuerdos firmados para la exportación de potencia en firme y energía eléctrica asociada a Brasil.
- Movilización de reservas propias desde la cuenca neuquina y agregado de valor al comercializarlas como energía eléctricaCertificación de Normas ISO 9000 y 14000

4) Central Termogaúcha y Gasoducto TSB:

Se trata de dos proyectos integrados vinculados a la exportación de gas natural desde la cuenca neuquina.



Características:

- Ciclo combinado ubicado en Porto Alegre, Brasil, en el Polo Petroquímico de Triunfo.
- Potencia: 500 MW
- Consumo de Gas: 2,2 Mill.m3/día (80 Mill.CFD)
- Inversión: Mill.u\$s 280
- Puesta en marcha: 2004
- Accionistas: Repsol YPF 26%
Ipiranga 26%
Petrobras 25%
CEEE/Sulgas 23%

Gasoducto TSB (en desarrollo)

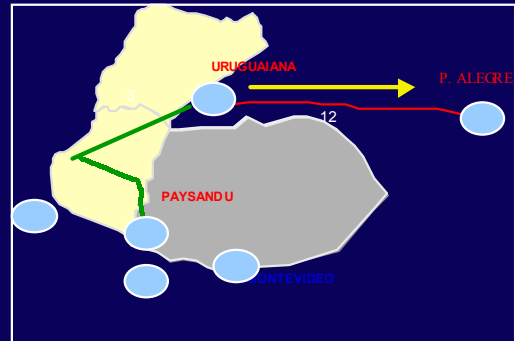


Objetivos:

- Transportar nuestro gas a Brasil;
- Suministrar el mercado de Puerto Alegre, en especial a las centrales térmicas.

• Accionistas:

Repsol YPF	15%
Petrobras	25%
Total	25%
Ipiranga	20%
Techint	15%



- Capacidad: 12 Mill.m3/día
- Longitud: 615 km
- Start up: 2004
- Inversión: Mill.u\$s 320

El negocio de Termogaúcha no prosperaría sin la existencia del gasoducto que lo abastezca combustible. A su vez, el negocio del gasoducto TSB resultaría inviable si no contase con la demanda de gas natural de una central térmica.

Ambos negocios son complementarios y se necesitan mutuamente, estando la concreción de los mismos íntimamente ligada al éxito de la integración gas-electricidad.

5) Indicadores de Gestión Utilizados en las Centrales Integradas.

Físicos:

- Energía bruta generada (MWh): antes de consumos auxiliares
- Energía neta generada (MWh): energía inyectada en la red
- Factor de disponibilidad (%): horas disponibles / horas totales
- Factor de utilización (%): energía neta generada / energía producible
- Consumo de gas (Mm3/día) (Mm3/mes)
- Eficiencia (Kcal/KWh)

Mercado:

- Precios de energía (\$/MWh)
- Precios de gas natural (\$/dam3) (\$/MMBtu)
- Tarifa de transporte de gas natural (\$/dam3) (\$/MMBtu)
- Días de interrumpibilidad de gas (días, o fracción de día)
- Días de interrumpibilidad de transporte de gas (días, o fracción de día)
- Cuota de mercado eléctrico: Energía neta generada / generación total mercado
- Cuota de mercado de gas a centrales: Gas suministrado a centrales propias / Total consumo de gas en las centrales.
- Energía vendida:
 - Spot (en MWh y en %)
 - GUMAS (en MWh y en %)
 - GUMES (en MWh y en %)
 - Distribuidoras (en MWh y en %)

Económico-financieros

- Costos unitarios por MWh neto generado:
 - Gas natural
 - Transporte de gas
 - Transporte de electricidad
 - O&M
 - Otros
- Margen contratos sobre el spot
- Resultado operativo
- Cash flow operativo
- Resultado neto
- Indice de liquidez
- ROCE

V. Conclusiones:

Luego de analizar mediante el modelo FUNDIBEQ la integración gas – electricidad se advierte que ésta cubre un importante potencial de mejoras en la gestión empresarial.

Por otro lado, la experiencia de Repsol YPF a través de sus centrales térmicas ratifica estas conclusiones, ya que las “claves” del éxito económico de cada una de ellas coinciden en gran parte con las obtenidas por medio del modelo de la FUNDIBEQ.