
**II CONGRESO LATINOAMERICANO DE CALIDAD EN LA INDUSTRIA
DEL PETRÓLEO Y DEL GAS “HACIA LA EXCELENCIA”**

Bariloche, 28 al 31 de marzo de 2004

GESTIÓN DE LA CALIDAD EN EL TRANSPORTE DE GAS

TRANSPORTADORA DE GAS DEL SUR

Autor: Ing. Florentino Tobares
Gerente de Seguridad, Medio Ambiente y Calidad

GESTIÓN DE LA CALIDAD EN EL TRANSPORTE DE GAS

Florentino Tobares
TGS. S.A.

ABSTRACT

El Sistema de Gestión de la Calidad en Transportadora de Gas del Sur (TGS) surge por decisión estratégica de la Alta Dirección, como una medio para ratificar la calidad de los productos y servicios que la empresa ofrece y poder encontrar las oportunidades de mejora a partir de los requisitos y expectativas requeridos por sus clientes.

A pesar de que el servicio de transporte de gas es una actividad regulada por ley en la República Argentina y que zonalmente no existe ninguna competencia con otras compañías, TGS considera que mejorar las relaciones con sus clientes puede impulsar acciones que conduzcan a soluciones y/o beneficios para ambas partes.

Este trabajo muestra las principales actividades que la compañía realiza para medir la satisfacción de sus clientes, controlar la calidad del gas recibido y entregado, monitorear el desempeño de la prestación del servicio, tanto mediante indicadores como benchmarking y las conclusiones más importantes que como consecuencia de la certificación de la Norma ISO9001 ha alcanzado TGS.

APÉNDICE

Introducción

Servicio de Transporte de Gas Natural
Distribución geográfica de TGS
Nuestros Clientes

Desarrollo

1. Implementación y certificación del Sistema de Gestión de la Calidad ISO 9001:2000
2. Control de la calidad del gas recibido, transportado y entregado
 - 2.1. Verificación y Control de la Calidad del Gas
 - 2.2. Mejoras introducidas en los Sistemas de Medición y Control
3. Sistema integrado de Medición y Servicio al Cliente en el Transporte de Gas
4. Encuestas de Satisfacción de Clientes
 - 4.1. Objetivo de la Encuesta
 - 4.2. Empresas entrevistadas
 - 4.3. Áreas involucradas
 - 4.4. Conclusiones relevantes
 - 4.5. Evaluación de la imagen de TGS
 - 4.6. Acciones implementadas sobre la base de los resultados obtenidos
5. Indicadores de calidad del servicio
 - 5.1. Indicador de Transparencia del Mercado
 - 5.2. Indicadores de Operación y Mantenimiento
 - 5.2.1. Indicador de Protección Catódica
 - 5.2.2. Indicador de Estado de los Gasoductos (Integridad Estructural)
 - 5.2.3. Indicador de Tiempo de Respuesta ante Emergencias
 - 5.3. Indicador de Confiabilidad del Sistema del Compresión
 - 5.4. Indicador de Disponibilidad del Sistema del Compresión
 - 5.5. Indicador Capacidad de Reserva en Plantas Reguladoras para sistemas aislados
 - 5.6. Resumen de resultados años 1999, 2000 y 2001
6. Estudio de benchmarking

Conclusiones

Figuras

Tablas

Referencias Bibliográficas

INTRODUCCIÓN

TGS nace el 28 de diciembre de 1992 como consecuencia de la política oficial de privatizaciones que, en el caso de la Compañía de gas estatal Gas del Estado S. E, dio origen a 10 unidades de negocios (2 Transportadora y 8 Distribuidoras). Comenzamos nuestras operaciones, con una licencia otorgada para operar el sistema sur de transporte de gas natural por treinta y cinco años, con opción a diez años más.

Somos el operador del sistema de gasoductos más importante de la Argentina abasteciendo cerca del 60% del total de gas natural que se consume en el país, a través de más de 7.400 km de gasoductos.

Si bien somos esencialmente una Empresa de transporte de gas natural, también nos ocupamos de otras actividades no reguladas. Éstas están dirigidas a realizar un aprovechamiento integral del gas y a la prestación de servicios a clientes y productores.

A tal fin contamos con una planta de procesamiento de gas en la localidad de General Cerri (Bahía Blanca- Bs. As) estratégicamente ubicada en la confluencia de los tres principales gasoductos que operamos. En la misma se produce etano, propano, butano y gasolina para su comercialización tanto en el mercado interno como externo.

La otra rama de nuestro negocio no regulado es el denominado “Midstream” (segmento de la industria que contempla los primeros tramos, hasta su entrega en plantas de proceso o fraccionamiento). Dentro de estos servicios podemos mencionar la operación de gasoductos de captación, plantas de compresión y tratamiento del gas y la construcción, operación y mantenimiento de gasoductos.

La calidad de los productos y servicios que brindamos, siempre ha sido reconocida por los Clientes y esto es el resultado de 11 años de constante preocupación por buscar mejoras en nuestro desempeño.

SERVICIO DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL

El servicio de transporte consiste en la recepción del gas por parte de un cargador (empresa que contrata el servicio), para su transporte a través del sistema de gasoductos y posterior entrega al cargador en un punto específico.

Realizamos el transporte del gas natural desde las cuencas gasíferas del Sur (Cuenca Austral y Cuenca San Jorge) y del Oeste (Cuenca Neuquina) a través de un sistema formado por los siguientes gasoductos principales: Gral. San Martín, Neuba I, Neuba II y gasoductos regionales. El primero nace en Tierra del Fuego y llega a Buenos Aires, y los dos últimos conducen el gas desde Neuquen hasta nuestra Capital. El sistema se completa con gasoductos secundarios y regionales entre los que podemos mencionar al Cordillerano.

Las Empresas de transporte de gas en la Argentina operan en un ambiente de “libre acceso” no discriminatorio, lo cual significa que tanto distribuidores, productores, como determinados terceros tienen derecho a un acceso equitativo y libre a los sistemas de transporte de gas natural.

Ver *figura 1*.

DISTRIBUCIÓN GEOGRÁFICA DE TGS

Debido al trazado de la red de gasoductos, desarrollamos nuestras actividades atravesando un total de siete provincias: Buenos Aires, La Pampa, Neuquen, Río Negro, Chubut, Santa Cruz y Tierra del Fuego. Contamos con sedes administrativas en la Ciudad de Buenos Aires, Bahía Blanca (provincia de Bs. As.), Neuquen (provincia de Neuquen) y Manantiales Behr (provincia de Chubut).

La extensión de la distribución geográfica de nuestras instalaciones hace que en la planificación de las distintas actividades tengamos que considerar la influencia de las distancias entre las instalaciones, las condiciones climáticas, las diferentes legislaciones, etc. Esto hace necesario contar con una adecuada y coordinada gestión a fin de ahorrar esfuerzos y llegar con la difusión y documentación necesarias para el Sistema a todas las instalaciones de la Compañía.

Considerando esto, decidimos que toda la documentación asociada al Sistema de Gestión se administre a través de un software específico para la gestión de documentos y de no conformidades y acciones correctivas / preventivas.

NUESTROS CLIENTES

Nuestros clientes son básicamente distribuidoras, que abastecen con el gas que transportamos a 5 millones de hogares argentinos y a otros consumos industriales. Entre las principales que operan en Capital Federal, Gran Buenos Aires, centro y sur del país podemos mencionar a Metro Gas S.A., Gas Natural BAN S.A., Camuzzi Gas Pampeana S.A. y Camuzzi Gas del Sur S.A.

A su vez, existen también grandes usuarios (empresas industriales y de generación de energía eléctrica) que están conectados con el sistema y contratan directamente el servicio.

En cuanto al negocio no regulado de procesamiento de gas podemos mencionar a Petroquímica Bahía Blanca, empresas fraccionadoras en el mercado local y en el mercado regional, principalmente Brasil.

DESARROLLO

1. IMPLEMENTACIÓN Y CERTIFICACIÓN DEL SISTEMA DE GESTIÓN DE LA CALIDAD ISO 9.001:2000

A comienzos del año 2001 la Dirección de la Compañía tomó la decisión de implementar y certificar el Sistema de Gestión de la Calidad ISO 9.001:2000, para garantizar el standard de calidad en los productos y servicios que brindamos a nuestros Clientes. Este proceso culminó con la obtención de la Certificación en diciembre de 2001, previa auditoría realizada por una Empresa Certificadora del Reino Unido

El desafío fue incorporar al Sistema de Gestión Ambiental, ya certificado en 1998, toda la documentación necesaria para cumplir con los requisitos de la Norma ISO 9.001 y hacer de ambos un único sistema, que potenciara la capacidad de gestión, asegurando el compromiso con el cuidado del medio ambiente y la satisfacción de nuestros Clientes. El alcance de nuestro sistema se aplica a los Servicios de Transporte, Acondicionamiento y Procesamiento de Gas Natural y Comercialización de Líquidos del Gas Natural, incluyendo diseño, provisión y construcción de instalaciones afines.

El Director General es quien lidera el proceso de mejora continua y a través de las Reuniones de Revisión por la Dirección, evalúa los resultados obtenidos en la gestión y las oportunidades de mejora que se pueden introducir, teniendo en cuenta los requerimientos de las Normas ISO 9.001 / ISO 14.001.

2. CALIDAD DEL GAS RECIBIDO, TRANSPORTADO Y ENTREGADO

2.1. Verificación y Control de la calidad del gas

En la República Argentina el negocio de transporte y distribución de gas natural es una actividad regulada y por lo tanto, responde a determinadas normativas fijadas por la autoridad Regulatoria que es el ENARGAS (Ente Nacional Regulador del Gas).

Este organismo, entre otras cosas, reglamenta la calidad tanto del gas que ingresa a nuestros gasoductos como del que le entregamos a los clientes, a través de determinados parámetros incluidos en su Resolución 622/98. Estos parámetros en el caso del gas recibido de los productores se indican en la *tabla 1*.

A pesar de que el gas entregado por los productores debe cumplir con los requisitos de dicha tabla, puede darse el caso de yacimientos con volúmenes de producción muy bajos los que, por su magnitud, no justifiquen desde el punto de vista económico la instalación de una planta de tratamiento. Es probable que el gas producido en estas condiciones se encuentre fuera de las especificaciones mencionadas anteriormente. El gas que ingresa a los sistemas de transporte en estas condiciones, previo acuerdo de corrección, se denomina **gas en Condición Flexibilizada** y debe responder a determinadas especificaciones emitidas por el ENARGAS, que fijan los requisitos de calidad a cumplir (*ver tabla 1*). Básicamente se aceptan tolerancias mayores para los contenidos de Dióxido de Carbono, Inertes, Sulfuro de Hidrógeno, Azufre Entero y Punto de Rocío de Hidrocarburo.

Además de respetar los parámetros indicados en la *tabla 1*, el productor que quiera ingresar gas en condición flexibilizada, debe comprometerse a realizar un aporte, aguas arriba de su inyección, cuyo volumen y calidad compensen al efectuado en condición flexibilizada. El gas aportado en estas condiciones se denomina **Gas de Corrección**. La relación de volúmenes entre ambas corrientes debe ser tal que la mezcla de ambos se encuentre dentro de las especificaciones de *tabla 1*.

Para que se autorice el ingreso de gas flexibilizado, el productor debe presentar primero ante las transportadoras y luego ante el ENARGAS, una documentación técnica denominada Acuerdo de Corrección.

Como dijimos al comienzo, la calidad del gas que debemos entregar a las distribuidoras y a los clientes conectados en forma directa al gasoducto, también debe cumplir con los parámetros establecidos por ENARGAS. Estos parámetros en el caso del gas entregado se indican en la *tabla 1*.

Personal especializado de la Gerencia de Medición y Calidad de Gas de nuestra Compañía, es el responsable de verificar que se cumplan las condiciones anteriores en todos los puntos de recepción y entrega del gas. Para ello cuentan con oficinas distribuidas a lo largo de los gasoductos en Río Grande (Tierra del Fuego), Río Gallegos (Santa Cruz), Manantiales Behr (Chubut), Loma La Lata, Plaza Huincul, Neuquen y Medanito (Neuquen), Chelforo (Río Negro), General Cerri, Olavarría y Gutiérrez (Buenos Aires)

Para el control de la calidad de gas, se utilizan principalmente cromatógrafos (en línea y laboratorio), equipamiento específico para la determinación de compuestos de azufre, vapor de agua y demás parámetros a controlar.

2.2. Mejoras Introducidas en los Sistemas de Medición y Control

Una de las obligaciones asumidas por nuestra Empresa al hacerse cargo de la licencia, fue la de llevar a cabo un fuerte programa de inversiones tendientes al mejoramiento de todas las actividades vinculadas con el transporte de gas. Una importante parte de ellas fue destinada a la mejora del sistema de medición, que hasta ese momento estaba compuesto por integradores de volumen, asociados a medidores de tipo mecánico con proceso de gráficos de cartas circulares, medidores de turbina y de diafragma. Este sistema de medición no estaba a la altura de las tecnologías que en materia de medición se usaban en el ámbito internacional en la industria del gas.

Teniendo en cuenta los requisitos de la normativa vigente luego del proceso de privatización y que nuestra Compañía es responsable del transporte de gas entregado en custodia a lo largo de 7.400 km de gasoductos, decidimos adquirir nuevas tecnologías que nos permitieran procesar la información en tiempo real especialmente los volúmenes recibidos y entregados.

En virtud de ello, reemplazamos los totalizadores mecánicos antes mencionados, por dispositivos electrónicos para la medición de volúmenes de gas que cumplen con los requisitos exigidos por Normas internacionales.

Las actividades de migración al nuevo sistema se iniciaron en el año 1993, con el proyecto de Mejoramiento y Aumento de Eficiencia y la incorporación de dispositivos EFM (Electronic Flow Measurement) que contemplaban la instalación de computadores de caudal y su vinculación al sistema de comunicación.

La diferente información proveniente de estos dispositivos es colectada por el Sistema SCADA (Supervisory Control And Data Acquisition) y utilizada en los distintos procesos del transporte de gas. Uno de ellos es la Asignación y Control de volúmenes de gas a través de la aplicación SPAC (Sistema de procesamiento de solicitudes, asignación, programación y control) que permite entre otras cosas, efectuar un seguimiento preciso de los volúmenes recibidos y entregados, así como realizar proyecciones de los mismos al total del día operativo.

Toda esta información es compartida con nuestros Clientes, quienes acceden a la misma en forma remota a través de las prestaciones de este Sistema, lo que hace posible para cualquiera de las partes, predecir y tomar acciones correctivas durante el día con el fin de garantizar el cumplimiento de la programación del transporte.

Otra de las tecnologías que incorporamos para la medición de caudales, fue la instalación de medidores ultrasónicos, los cuales mediante el uso de software y hardware específicos, permiten determinar la velocidad del gas para luego, a través de la aplicación de algoritmos, calcular el volumen de gas para propósitos fiscales.

En resumen, los volúmenes de gas que son informados oficialmente por nuestra Compañía, se originan en mediciones locales mediante sistemas de instrumentos tipo placa orificio, medidores de turbina, medidores rotativos, medidores de diafragma y medidores ultrasónicos. Estas mediciones locales al inicio de la concesión se realizaban solamente en 110 Puntos de Medición vinculados a los gasoductos de transporte, mientras que en la actualidad contamos con aproximadamente 309 Puntos de Medición.

Actualmente la información generada por los medidores primarios se recoge en un 98% en forma digital, mediante computadores locales vinculados por nuestro sistema de comunicaciones al Centro de Despacho de Gas ubicado en la ciudad de Buenos Aires. La información de los medidores no vinculados en tiempo real, se obtiene mediante la aplicación de computadores portátiles o por medio de equipos dedicados.

El remanente (2%) está constituido por medidores tipo diafragma, utilizados en las transferencias de bajo caudal menores a 2.500 Stm³/mes.

Como conclusión podemos afirmar que con el instrumental que hoy en día utilizamos, se mide en tiempo real aproximadamente el 98.3% del gas entregado y el 97.8% del gas recibido en custodia para el transporte.

Todas estas mejoras introducidas en los sistemas de medición, nos permitieron lograr una reducción sustancial de los volúmenes de gas no contabilizado (esto es el volumen de gas que surge como diferencia en el balance energético del sistema de transporte). Se debe tener en cuenta que este parámetro es el que mide la excelencia de un servicio de transporte de gas, tomándose valores por debajo de 0,5% como indicadores de una buena performance. En la *figura 2* se muestran la evolución de estos valores desde el año 1993 a la fecha.

3. SISTEMA INTEGRADO DE MEDICIÓN Y SERVICIO AL CLIENTE EN EL TRANSPORTE DE GAS

Como dijimos en el punto anterior la diferente información proveniente de los dispositivos de medición es colectada y transmitida al Centro de Despacho de Gas y Servicio al Cliente (ver *Figura 3*). Este sistema está compuesto por los siguientes elementos:

- ❑ Dispositivos electrónicos de medición de caudales (EFM)
Generan los datos en el campo mediante equipos on-line tales como medidores ultrasónicos, placa orificio, turbinas, etc.
- ❑ Sistema de transmisión de datos
Obtenida la información de los equipos on-line, se transmiten los datos de calidad y volumen a través del sistema de comunicaciones vía microonda, vía satélite o radio.
- ❑ Sistema SCADA
Toda la información es recibida en nuestra Centro de Despacho de Gas en Buenos Aires, mediante el sistema de SCADA. Luego de procesada, la información es almacenada en una base de datos a la que se accede con el Sistema de Medición.
- ❑ Sistema MEDICIÓN
En este sistema se compilan los datos recibidos a través de SCADA y aquellos cargados en forma manual. Una vez validados y efectuada la edición de información errónea, el área de Medición de Volúmenes realiza el auditado final de volúmenes transportados /entregados.

❑ Sistema SPAC

Este software es utilizado para la operación diaria del sistema de transporte. En él se ingresa la información relativa a contratos de clientes, las solicitudes de los cargadores por contrato, como así también las confirmaciones de los operadores que son quienes coordinan los movimientos en cada punto de recepción y entrega. Con esta información diariamente se planifica la programación del servicio de transporte de gas de acuerdo a la capacidad disponible en los gasoductos, los requerimientos diarios de los clientes dentro del marco de los contratos y las pautas regulatorias vigentes.

Una vez obtenida la programación, durante el día operativo, es decir, durante el día en el que se hace efectivo el transporte, es necesario controlar el cumplimiento de dicha programación contra los correspondientes volúmenes operativos. A los efectos de realizar un seguimiento en forma horaria, se dispone de un proceso que permite proyectar el cumplimiento del transporte respecto de la programación.

Estas herramientas de proyección de transporte son fundamentales para el control de cumplimiento de la programación, las condiciones contractuales y las pautas regulatorias. De esta forma es posible determinar la aplicación de multas por incumplimiento, en los casos en que corresponda.

Conocidos los volúmenes asignados diariamente, los mismos se utilizan para el monitoreo de los desbalances que se producen en los diferentes contratos, mientras que la asignación mensual de dichos volúmenes constituye la información de base sobre la cual se factura, a continuación, el servicio de transporte correspondiente a dichos contratos.

Desde 1995, contamos con esta aplicación desarrollada a medida para satisfacer las necesidades comerciales de la actividad del transporte de gas natural en lo que respecta a información de solicitudes, confirmaciones, programación, asignación y control de volúmenes de gas transportado.

Desde entonces, nuestros principales clientes han estado accediendo a SPAC en forma on line utilizando la tecnología disponible en el momento, la cual requería la instalación de la aplicación en forma local en el cliente y la comunicación con los servidores de TGS a través de líneas telefónicas o líneas punto a punto.

A partir del 2 de enero de 2002, nuestros Clientes externos pueden acceder a SPAC a través de Internet según los derechos establecidos por TGS y bajo los parámetros de seguridad vigentes, garantizando así el acceso restringido de cada uno de ellos a la información vinculada con sus Contratos.

Esto representa otro paso significativo en materia tecnológica, pues nos pone en línea con la tendencia mundial de trasladar los procesos de negocios tradicionales a tecnologías para Internet a fin de incrementar la productividad y obtener importantes ahorros.

En resumen, para nuestros Clientes esta herramienta resulta significativamente importante teniendo en cuenta que, más allá de cubrir las necesidades propias de TGS, provee información que es puesta a disposición de productores y distribuidoras. A su vez tienen la posibilidad de acceder con exclusividad a la información relacionada con sus respectivos contratos, garantizando la confidencialidad de la información y la misma total o parcialmente con otros, si así fuera definido.

4. ENCUESTAS DE SATISFACCIÓN DE CLIENTES

Una de las tareas más importantes incorporadas a nuestra gestión, fue la realización de la Encuesta de Satisfacción de Clientes. En este aspecto y a fin de cumplir con ese importante requisito de la Norma ISO 9001, en Noviembre de 2001, nuestra Dirección Comercial encaró un trabajo de investigación en forma conjunta con un Instituto de Educación Superior de la Ciudad

de Buenos Aires tendiente a conocer la opinión de los clientes sobre distintos aspectos del servicio brindado por TGS.

A continuación se detalla el objetivo de la Encuesta, actividades realizadas y las conclusiones más importantes del estudio

4.1. Objetivo de la Encuesta

El objetivo de la encuesta, fue obtener el “Feed Back” de nuestros Clientes sobre el nivel de desempeño de TGS, su compromiso con la calidad del servicio y la mejora continua y lograr una cuantificación del grado de Satisfacción de los mismos. A través de la encuesta, nuestros Clientes expresaron sus inquietudes, intereses y expectativas relacionadas con el tipo de servicio que debíamos brindarle.

Los objetivos generales fueron:

- ☐ Determinar el nivel de satisfacción de los clientes, en las distintas áreas de servicios que prestamos: Transporte, Líquidos y Upstream.
- ☐ Identificar los principales atributos reconocidos por los clientes como determinantes del servicio.
- ☐ Elaborar el ranking de factores tenidos en cuenta por los clientes y que definen la satisfacción del servicio.
- ☐ Reconocer las demandas y expectativas de los clientes con relación a la empresa.
- ☐ Evaluar la calidad del servicio que prestamos.
- ☐ Obtener conclusiones guías que permitan la optimización del proceso comercial.

4.2. Empresas Entrevistadas

El procedimiento desarrollado asegura la repetibilidad de la práctica a través del tiempo, permitiendo la comparación de los resultados obtenidos en los distintos períodos. La metodología empleada es cuantitativa con entrevistas cara a cara empleando un cuestionario semiestructurado con preguntas cerradas y abiertas que motivan al Cliente a identificar cuestiones relevantes.

La muestra de Empresas entrevistadas abarca a las distribuidoras, las grandes industrias y generadores eléctricos, comercializadores y productores de gas. En la lista de entrevistados se incluyó al personal considerado “clave”, con cierto nivel de responsabilidad en la toma de decisiones y con incidencia en la relación Cliente/ Proveedor.

El porcentaje de clientes entrevistados en cada rubro se muestra en la *figura 4*.

4.3. Áreas involucradas

Durante la encuesta se entrevistaron las áreas Comercial, Administrativa y Operativa de nuestros Clientes, de manera de obtener una calificación global para TGS y otra particular para cada una de las áreas involucradas en la actividad de Transporte: Despacho de Gas (Servicio al Cliente), Operaciones, Comercial y Administrativa.

Los resultados surgieron de conjugar los atributos relevantes que los Clientes identifican para un “Servicio Ideal” respecto a la calidad del servicio realmente prestado por TGS. Esto sirvió para detectar las fortalezas/ debilidades en cada entrevista y profundizar ciertos aspectos de interés o mejora.

4.4. Conclusiones relevantes

En resumen, la encuesta nos permitió identificar los principales atributos reconocidos por los Clientes como determinantes del servicio, conocer sus demandas, evaluar la calidad de los servicios prestados por la empresa y obtener conclusiones que han contribuido para la optimización del proceso comercial.

Del resultado de las dos encuestas realizadas hasta el momento, se desprende que los Clientes ponderan cuatro instancias de máxima importancia para evaluar nuestro servicio:

- ☐ La eficiencia en la coordinación de las necesidades diarias de despacho
- ☐ La estabilidad en las condiciones de funcionamiento del sistema
- ☐ La provisión de información estratégica
- ☐ La adecuada comunicación Cliente-Transportista

Teniendo en cuenta que el Transporte de Gas es una actividad regulada, con condiciones comerciales y contractuales previamente reglamentadas, se percibe la relevancia que adquieren para el Cliente las otras facetas del negocio tales como las “Operativas” y “Atención al Cliente”.

4.5. Evaluación de la imagen de TGS

En términos globales los Clientes han evaluado muy satisfactoriamente el servicio de transporte de gas que presta TGS y han destacado las siguientes fortalezas:

- ☐ Eficiencia en el despacho diario de gas
- ☐ Capacidad técnica y cordialidad de su staff
- ☐ Velocidad de respuesta a sus necesidades
- ☐ Compromiso con la gestión ambiental.

El resultado obtenido de la encuesta de satisfacción ha contribuido a confirmar nuestro posicionamiento en la industria de gas y a la vez poder ser reconocidos en el plano regional como una empresa sólida prestadora de servicios.

4.6. Acciones implementadas sobre la base de los resultados obtenidos

A partir de las conclusiones obtenidas de la Encuesta, se elaboró un plan de acción que formalmente quedó incorporado en el Programa de Objetivos y Metas del Sistema de Gestión ISO 9001-ISO 14001 de la Compañía, que entre otras actividades a realizar contempló:

- ☐ La definición de los lineamientos estratégicos a compartir con los Clientes y la confección de un plan de difusión de la visión y objetivos de la Empresa.
- ☐ El relevamiento y suministro de información disponible en TGS que pueda resultar de utilidad para los Clientes en cuanto a la administración del negocio, la toma de decisiones y la mayor coordinación operativa y comercial.
- ☐ El acceso de los sistemas informáticos disponibles en TGS para agilizar el proceso de despacho de gas.
- ☐ La necesidad de promover el trabajo coordinado entre los sectores de TGS para lograr una comunicación e interacción cruzada con las áreas comerciales, de despacho y operativas de los Clientes.
- ☐ La coordinación y planificación de la operación integral del sistema, con acciones tendientes a incrementar la confiabilidad de los servicios prestados, su cumplimiento y satisfacción de los clientes.

Como parte de este plan de acción podemos mencionar la habilitación del acceso al sistema SPAC a todos los Clientes y la formación del grupo CYPO (Coordinación y Planificación Operativa), cuya función es optimizar la operatoria global del sistema integrado de TGS a través de una efectiva planificación y coordinación. Ambas actividades comenzaron y se desarrollaron durante el período 2001-2002. Se suma a esto la realización de reuniones con los Clientes para la difusión de la Política y los Objetivos de la Empresa que se vienen realizando desde el año 2001

5. INDICADORES DE CALIDAD DEL SERVICIO TÉCNICO

De acuerdo a lo estipulado en la legislación aplicada a la actividad de transporte de gas, la calidad del servicio técnico brindado por nuestra Compañía, se evalúa mediante Indicadores definidos en las reglamentaciones respectivas. Los indicadores asociados a la calidad del servicio son:

- ☐ Indicador de Transparencia del Mercado
- ☐ Indicadores de Operación y Mantenimiento: dentro de los que se cuentan los de Protección Catódica, del Estado de los Gasoductos (integridad estructural) y de Tiempo de Respuesta ante Emergencias
- ☐ Indicador de confiabilidad del sistema de compresión
- ☐ Indicador de disponibilidad del sistema de compresión
- ☐ Indicador capacidad de reserva en plantas reguladoras para sistemas aislados

5.1. Indicador de Transparencia de Mercado

Este indicador está conformado por la publicación de los siguientes parámetros:

- ☐ Eventos críticos del sistema de transporte.
- ☐ Manifestaciones de Interés o Concursos de Capacidad y las adjudicaciones de los mismos.
- ☐ Ofertas de Reventa de Capacidad implementadas a través de los mecanismos de la Resolución N° 419 y los resultados de los mismos.
- ☐ Despacho operativo de gas del día anterior.

La publicación por parte de cada transportista debe efectuarse en la página de Internet del ENARGAS. La información debe ser cargada siguiendo las directivas fijadas para cada uno de los parámetros y luego de ser evaluada, le permite calcular al Ente (a través de una expresión matemática) el Indicador mencionado.

El ENARGAS requiere que las transportistas difundan masivamente y a través de medios electrónicos la operatoria diaria de sus sistemas.

El objetivo principal de este indicador es tener implementado un método normalizado que permita conocer las transacciones llevadas a cabo durante el día anterior por las respectivas transportistas, de manera de obtener información sobre quiénes son los poseedores de la capacidad de transporte, los movimientos diarios y la capacidad remanente en cada gasoducto o sistema de transporte de gas natural.

Para ello, cada transportista informa los datos del día operativo inmediato anterior, detallando los puntos de inyección y de entrega, identificando cada uno de los cargadores con su capacidad autorizada, detallando los volúmenes entregados y los tipos de contratos que se

utilizan, tales como Transporte Firme, Transporte Interrumpible y/o Transporte bajo condiciones de Intercambio y Desplazamiento.

En un sistema como el utilizado en la República Argentina, los Cargadores que contrataron capacidad en firme pagando los cargos de reserva, tienen un servicio superior que aquellos que son interrumpibles, ya que toman el riesgo de ser cortados. Por lo tanto la información tiene un valor fundamental para tornar más eficiente el uso de la capacidad disponible.

Otro de los objetivos, es el de facilitar una mayor coordinación entre los tenedores de capacidad y los posibles demandantes y la publicación de esta información ofrece una mejor calidad de datos para el mercado.

Además, la difusión de esta información provee a aquellos que demanden servicios de transporte, una herramienta eficiente que les permita conocer el rango de servicios disponibles y las oportunidades existentes.

El cumplimiento del Indicador por parte de TGS es en forma diaria, mientras que la evaluación final por parte de ENARGAS es en forma anual. En caso de no cumplirse la meta establecida, el Ente fija sanciones por cada día de incumplimiento.

5.2. Indicadores de Operación y Mantenimiento

5.2.1. Indicador de Protección Catódica

El objetivo de este Indicador es promover y orientar la aplicación de las mejores prácticas, con el fin de obtener un efectivo nivel de protección catódica en gasoductos, aplicando de la manera más eficiente los criterios definidos en la NAG 100 (Norma Argentina del Gas).

El propósito es tener controlada la corrosión en los gasoductos, protegiendo las cañerías. La evaluación de ese control se realiza de acuerdo a criterios indicados por ENARGAS en su Resolución 1192.

Basados en nuestras mediciones, evaluaciones, pruebas y/o cálculos, cada año debemos avalar la identificación de los sistemas, según el criterio que hemos adoptado para nuestros gasoductos.

En cumplimiento de lo anterior, debemos informar al Ente, antes del 1º de Marzo de cada año, la identificación de cada sistema (cañería o red de cañerías protegida bajo un único criterio normativo), detallando para cada sistema los siguientes requisitos:

- ☐ Longitud.
- ☐ Antigüedad promedio de las cañerías.
- ☐ Tipo de revestimiento.
- ☐ Estado del revestimiento.
- ☐ Resistividad y grado de agresividad promedio del suelo.
- ☐ Criterio de Protección Catódica adoptado.
- ☐ Distancia máxima entre puntos de medición.
- ☐ Ubicación precisa de todos sus puntos de medición de potencial.
- ☐ Valores de potenciales medidos (ON-OFF-Natural).
- ☐ Clase y número de puntos singulares.
- ☐ Fechas de inicio y finalización de último pasaje de scraper instrumentado (elemento de control que permite obtener la información necesaria para detectar fallas)

-
- ❑ Índices, tanto de mediciones como de mejoras (debiendo detallar y acreditar en este último caso, cada uno de ellos).

El ENARGAS verifica y evalúa anualmente este índice (por medio de una expresión matemática), una vez analizada toda la información remitida. Como parte del control, efectúa auditorías de medición de potenciales de polarización, donde verifica que en cada uno de los puntos de medición se cumpla con el criterio definido por TGS. Los puntos en los que se medirán potenciales son seleccionados por el Ente, tanto en cantidad como en ubicación.

En la *figura 5* se muestra el incremento de los kilómetros de cañería protegidos desde el inicio de las actividades de nuestra Compañía

5.2.2. Indicador de Estado de los Gasoductos (Integridad estructural)

Este Indicador tiene en cuenta el estado de los gasoductos de transmisión desde el punto de vista del espesor de la pared de las cañerías, para la seguridad en general y de las instalaciones en particular, así como la prolongación de su vida útil.

El objetivo del mismo es asegurar la realización de las tareas de mantenimiento de las instalaciones, acorde a los estándares internacionales reconocidos en la industria.

Su cumplimiento se garantiza llevando a cabo actividades de mantenimiento en los gasoductos, tendientes a la eliminación por cambio o reparación, de tramos con procesos de corrosión, donde el espesor remanente de la pared pueda comprometer la presión máxima admisible de operación (MAPO). Esto abarca aquellos tramos con necesidad de ser reemplazados o aquellos cuya presión de operación deba ser reducida en forma adecuada a la resistencia mecánica de la cañería teniendo en cuenta su espesor remanente.

Con este indicador se persiguen aspectos a largo y corto plazo.

En el largo plazo, está establecido que debemos realizar el pasaje de un scraper instrumentado para obtener la información necesaria que nos permita detectar fallas que puedan comprometer la seguridad del gasoducto. Evaluada toda la información suministrada por el scraper, contamos con un periodo de 12 meses para realizar las actividades de mantenimiento que permitan acondicionar el gasoducto.

En el corto plazo, el ENARGAS evalúa las tareas realizadas y los puntos donde el Factor Estimado de Reparación (FER) esté cercano a la unidad. Este factor está dado por el cociente entre la MAPO y la Presión de Falla calculada a través de una correlación indicada en la resolución aplicable.

El parámetro a ser considerado en el método de evaluación de este Indicador, es la existencia de defectos en las cañerías con Factores Estimados de Reparación (FER) mayores a uno. En la *figura 6* se muestran la proyección del crecimiento de fallas por año. Para el cálculo de la MAPO en las cañerías que se encuentren afectadas por problemas de corrosión se ha establecido una fórmula que es función de distintos parámetros relacionados con la cañería y su estado, sobre la base de la norma ASME B 31G (criterio adoptado por la NAG 100).

Está establecido que nuestra Compañía debe cumplir con el Indicador en forma permanente, mientras que el ENARGAS efectúa un seguimiento trimestral y una evaluación final anual.

Como complemento del seguimiento de este índice, realizamos detecciones de fugas de gas en las secciones reparadas y en las secciones críticas donde el FER esté próximo al valor de la unidad.

5.2.3. Indicador de Tiempo de Respuesta ante Emergencias

El Tiempo de Respuesta ante Emergencias, es el tiempo máximo de que disponemos para restablecer el servicio, en caso de que resultase interrumpido a raíz de cualquier incidente. Tiene en cuenta el tiempo transcurrido desde el momento en que se produce el hecho hasta que se restablece el normal abastecimiento de la zona afectada.

El objetivo del Indicador es impulsar en las Licenciatarias, la organización de estructuras acordes que actúen en forma eficiente ante emergencias, dentro de tiempos preestablecidos para mejorar la seguridad del sistema y disminuir el riesgo hacia las personas y los bienes involucrados.

Para el cumplimiento de este Indicador, se considerarán dos aspectos:

- a) El Tiempo de Respuesta Inmediata (TRI) que comprenderá las acciones iniciales y la información a la Autoridad Regulatoria.
- b) El Tiempo de Restablecimiento del Servicio (TRS) que toma en cuenta el tiempo transcurrido desde el evento hasta el normal abastecimiento de la zona afectada.

En función de las características del terreno donde se produjo el incidente, se definen distintos valores del TRS que se deben cumplir. Los mismos pueden ser 36 hs, 72 hs o 6 días. Estos tiempos no son aplicables para aquellos casos de excepción como el Estrecho de Magallanes, ríos caudalosos y otros. En todos los incidentes ocurridos desde el inicio de las funciones de nuestra Compañía, el restablecimiento del sistema se logró en tiempos menores a los exigidos. Ver figura 7.

Sobre la base de los requerimientos establecidos para los dos aspectos anteriores y a las auditorías que efectúe, el ENARGAS realiza la evaluación del Indicador en forma anual.

5.3. Indicador de Confiabilidad del Sistema de Compresión

Es la relación porcentual entre un lapso de tiempo considerado (un año) y el tiempo fuera de servicio por avería de los equipos de compresión dentro de dicho lapso.

El objetivo de este indicador es evaluar el tiempo perdido por paradas imprevistas en las unidades de compresión que podrían afectar el servicio de transporte de gas. Este Indicador fundamentalmente está dirigido a incentivar el uso de técnicas de mantenimiento predictivo que permitan evidenciar tendencias desfavorables en el parque de máquinas, minimizando los tiempos de parada de las mismas.

El valor mínimo de referencia que se debe cumplir en el parque de compresión de gas natural (sean máquinas turbo o motocompresoras) es del 96 % en conjunto.

La evaluación del cumplimiento de este Indicador tanto por nuestra parte como por el ENARGAS es anual

El índice de confiabilidad de cada planta compresora se calcula en forma mensual de acuerdo a la expresión que se detalla a continuación:

$$Co(\%) = \frac{n * h_p - \sum_1^n h_E}{n * h_p} * 100$$

donde:

- | | | |
|-------|---|--|
| n | = | nº de máquinas existentes. |
| h_p | = | horas mensuales calendario. |
| h_E | = | horas fuera de servicio por paradas de emergencia. |

La información que debemos remitir al ENARGAS está relacionada con la totalidad de los trabajos de mantenimiento a ser realizados en las diferentes estaciones compresoras con relación a su parque de máquinas, incluyendo los tiempos previstos para su realización.

En la *figura 8* se muestran los valores alcanzados en los últimos 5 años.

5.4. Indicador de Disponibilidad del Sistema de Compresión

Es la relación porcentual entre un lapso de tiempo considerado (un año) y el tiempo fuera de servicio por mantenimiento más avería de los equipos de compresión.

El objetivo de este Indicador es la disminución del tiempo perdido por paradas, ya sean previstas o imprevistas, de las unidades de compresión y evitar la excesiva rigidez del sistema de transporte.

El valor de referencia requerido por el ENARGAS es del 90%.

La información que debemos suministrar semestralmente, contiene el Índice de Disponibilidad de cada planta compresora calculado mensualmente.

El valor mensual de este Indicador es obtenido de acuerdo a la siguiente expresión para cada Planta Compresora:

$$Di(\%) = \frac{n * h_p - \sum^n h_{pp} - \sum^n h_E}{n * h_p} * 100$$

donde:

n	=	nº de máquinas existentes.
h_p	=	horas mensuales calendario.
h_E	=	horas fuera de servicio por paradas de emergencia.
h_{pp}	=	horas fuera de servicio por paradas programadas.

En la *figura 9* se muestran los valores alcanzados en los últimos 5 años.

5.5. Indicador de Capacidad de Reserva en Plantas Reguladoras para Sistemas Aislados

Este Indicador establece el porcentaje de plantas de regulación de presión que no poseen ramal de reserva.

El objetivo del Indicador es mantener el nivel de capacidad de reserva en plantas de regulación dentro de valores adecuados durante la vigencia de la Licencia. Tiene un carácter preventivo y promueve la mejor solución técnica para cada caso, evitando que se llegue a afectar al usuario ante la eventualidad de salida de servicio de una rama de regulación activa.

Teniendo en cuenta los requisitos del ENARGAS, el porcentaje de plantas que poseen ramal de reserva respecto del número total de plantas reguladoras de TGS es del 100%.

Nuestra Compañía debe cumplir con el Indicador en forma permanente, mientras que el ENARGAS efectúa una evaluación final anual sobre la base de la información suministrada.

5.6. Resumen de Resultados años 1999, 2000 y 2001

En la *tabla 2* se muestra la evolución de los indicadores mencionados en los últimos tres años, comparando los valores objetivos fijados por el ENARGAS y los alcanzados por TGS.

6. ESTUDIO DE BENCHMARKING

Durante el año 2002, fuimos invitados a participar de un benchmarking sobre integridad de gasoductos, que a pedido de un tercero, llevó a cabo la Empresa GE Power System (PII). En este estudio participó un total de 17 empresas de Latinoamérica, Europa, Canadá y Estados Unidos.

El alcance del mismo estuvo centrado en diferentes actividades de Integridad de gasoductos tales como:

- ☐ Evaluación de Defectos
- ☐ Metodología de Reparación
- ☐ Plan de Integridad
- ☐ Análisis de Riesgos
- ☐ Protección Anticorrosiva
- ☐ Inspección Interna
- ☐ Daños por terceros
- ☐ Historia de Fallas

Sobre la base de los requerimientos que se debían cumplir para cada actividad de integridad, PII determinó la clasificación general para cada una de las Empresas que participaron.

El desempeño en la gestión de Integridad de gasoductos, le significó a TGS, ocupar el 3° puesto entre las 17 Empresas que participaron. Los puntajes de los distintos participantes y los valores obtenidos por TGS se muestran en la *figura 10*.

CONCLUSIONES FINALES

El Sistema de Gestión Integrado garantiza el compromiso de preservar el medio ambiente, la calidad de los productos y servicios y la seguridad y salud de nuestra gente.

El logro de las certificaciones ISO 9001/ 14001, los resultados obtenidos en los Indicadores de calidad del servicio de transporte, el buen posicionamiento alcanzado en el benchmarking sobre integridad de gasoductos, son muestras de la evolución de la Compañía y de los excelentes logros obtenidos.

El desempeño en nuestra Gestión de Calidad, nos ha permitido ser reconocidos en el plano regional, como una sólida Empresa prestadora de servicios.

Conocer la opinión de nuestros clientes nos permitió brindarles una herramienta para comunicar por una vía formal y especialmente diseñada para ellos, sus inquietudes respecto al servicio que prestamos. Además nos permitió evaluar la relación de las áreas que tienen comunicación directa con nuestros clientes y generar un ámbito de intercambio propicio para detectar acciones de mejora y oportunidades conjuntas de negocios.

La implementación del Sistema de procesamiento de solicitudes, asignación, programación y control al que pueden acceder nuestros Clientes, garantiza una total transparencia en el marco de la información ya que la misma es compartida por Productores, Distribuidoras y otros Clientes y optimiza la operación del transporte.

Somos conscientes de que el crecimiento de nuestra gestión esta basado en dos aspectos primordiales: el compromiso de la Dirección General de la Compañía con el Sistema de Gestión y fundamentalmente, el esfuerzo, dedicación y profesionalismo de toda nuestra gente que, reconocemos, es la garantía de la mejora continua de nuestra performance.

FIGURAS

Figura 1: Distribución geográfica de la Red de Gasoductos, Plantas Compresoras, Bases Operativas de Mantenimiento y Oficinas de Medición

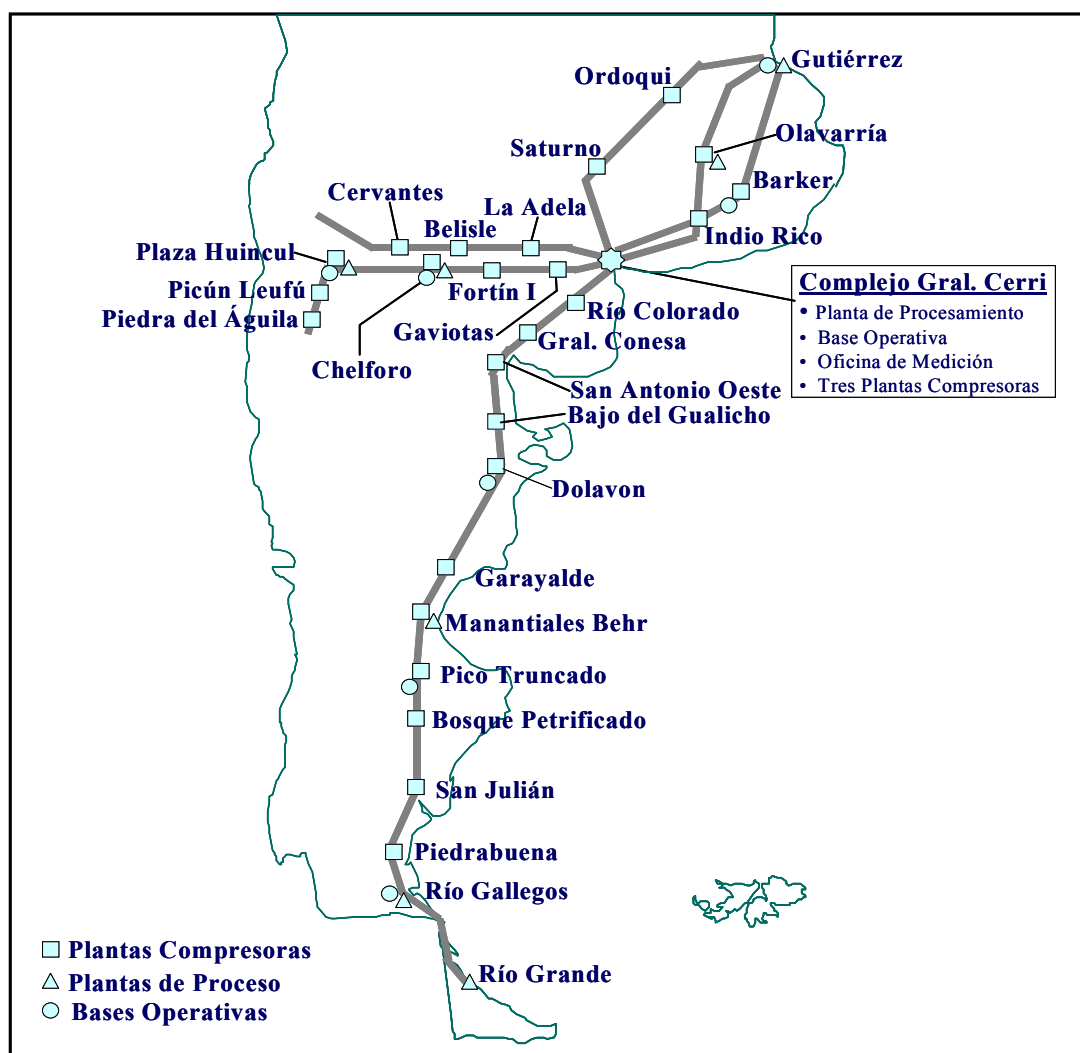


Figura 2: Balance Energético General del Sistema de Transporte – Evolución del Gas no contabilizado

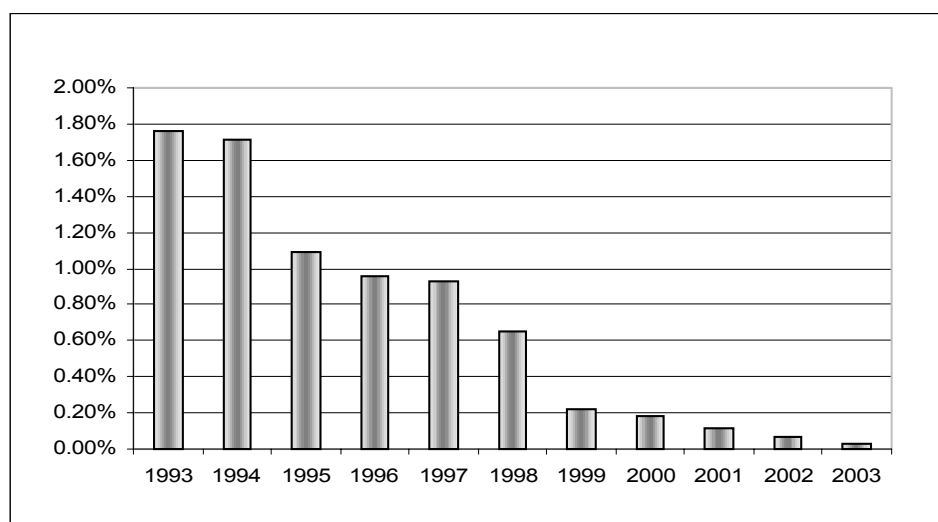


Figura 3: Esquema del Sistema Integrado de Medición y Servicio al Cliente

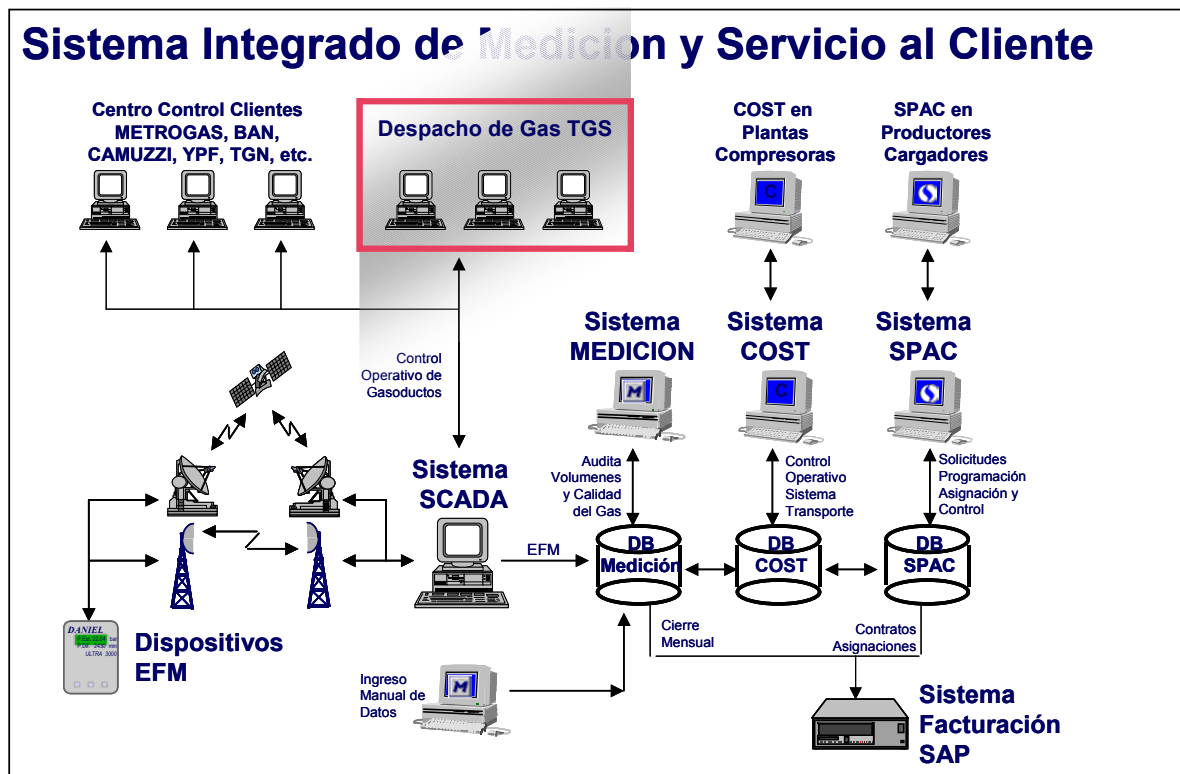


Figura 4: Balance Energético General del Sistema de Transporte – Evolución del Gas no contabilizado

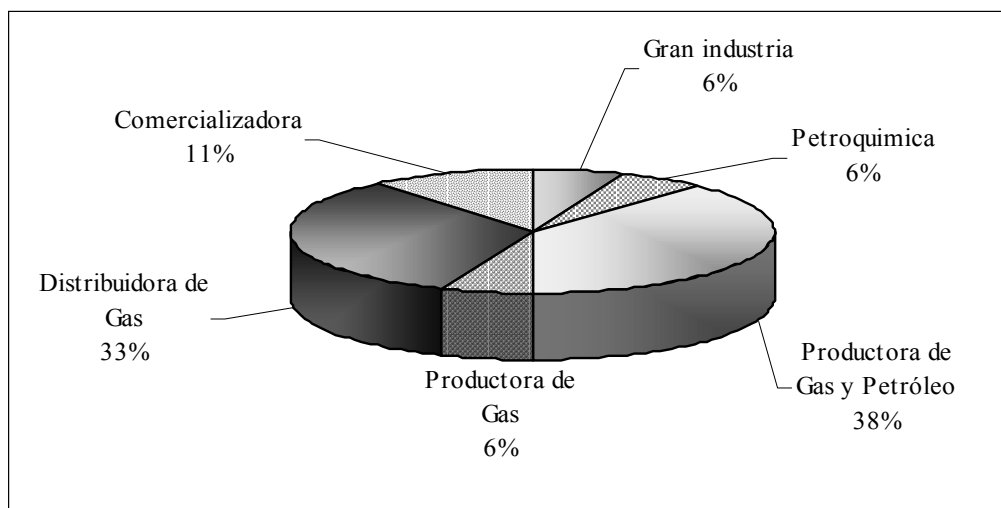


Figura 5: Indicador de Protección Catódica – Incremento de la cantidad de kilómetros protegidos desde el año 1993

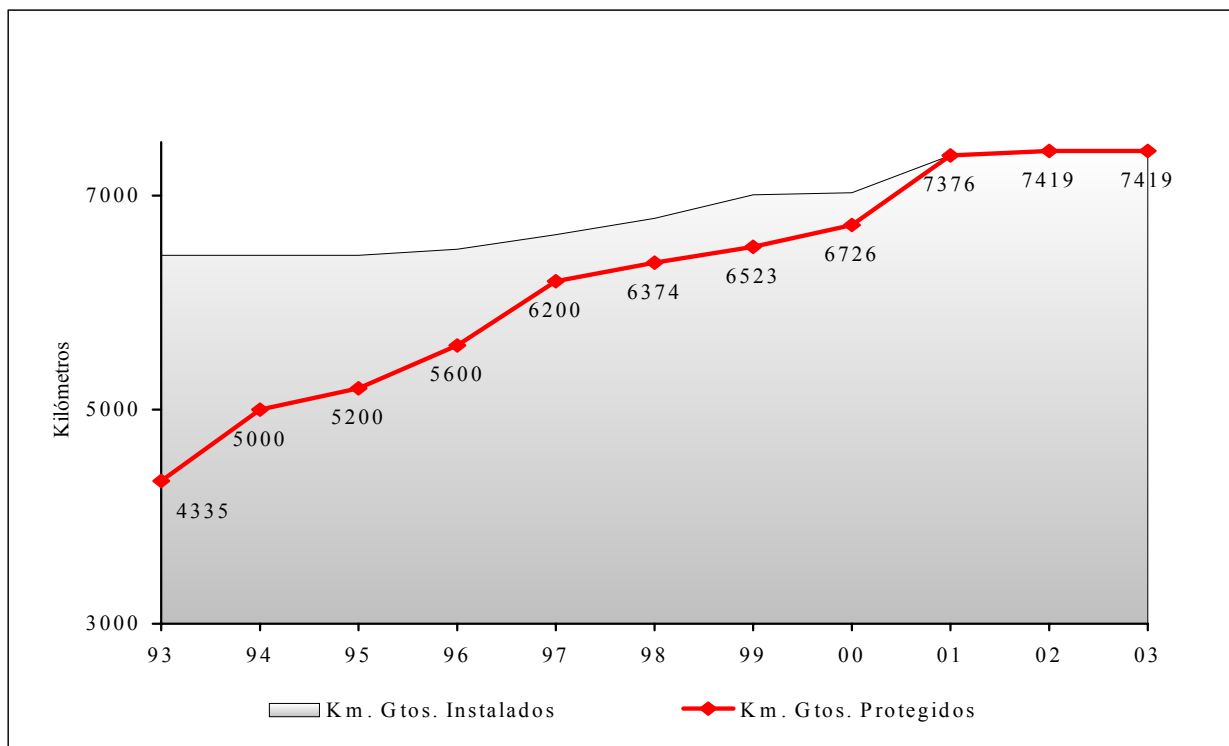


Figura 6: Indicador de Integridad Estructural – Crecimiento estimado de Fallas Por Año



Figura 7: Indicador de Tiempo de Respuesta a Emergencias – Tiempos de restablecimiento del servicio (TRS)

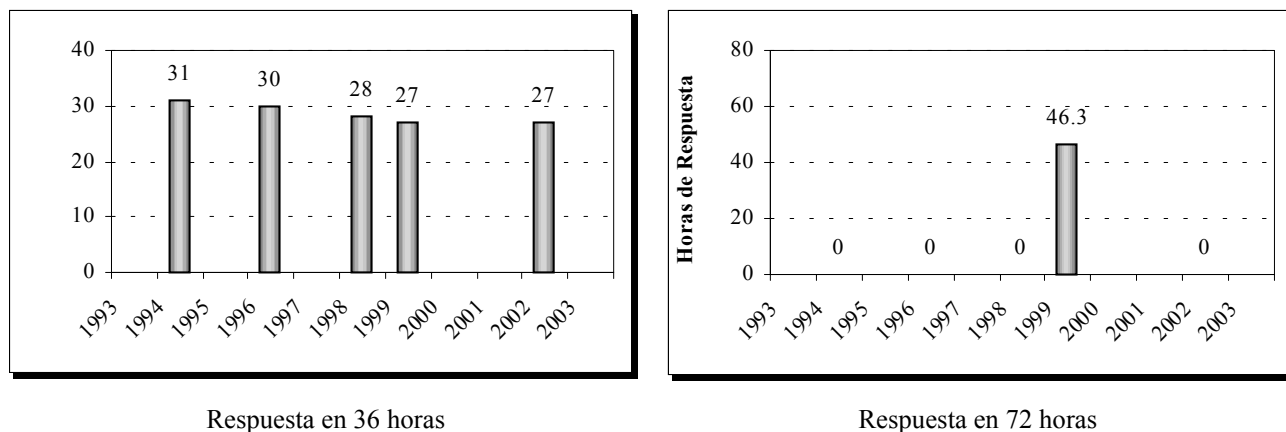


Figura 8: Indicador de Confiabilidad del sistema de Compresión

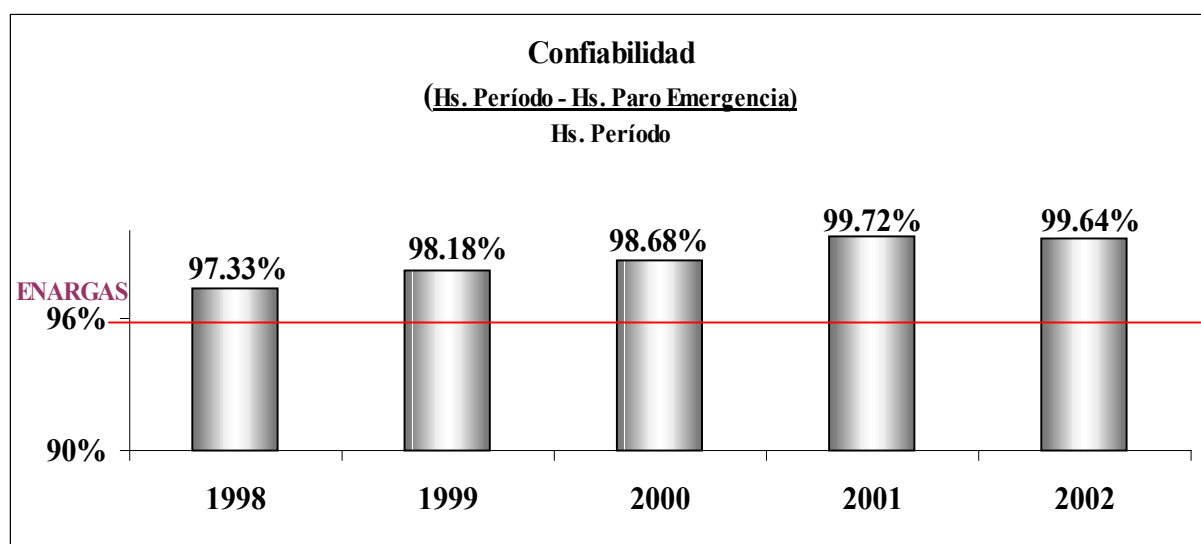


Figura 9: Indicador de Disponibilidad del sistema de Compresión

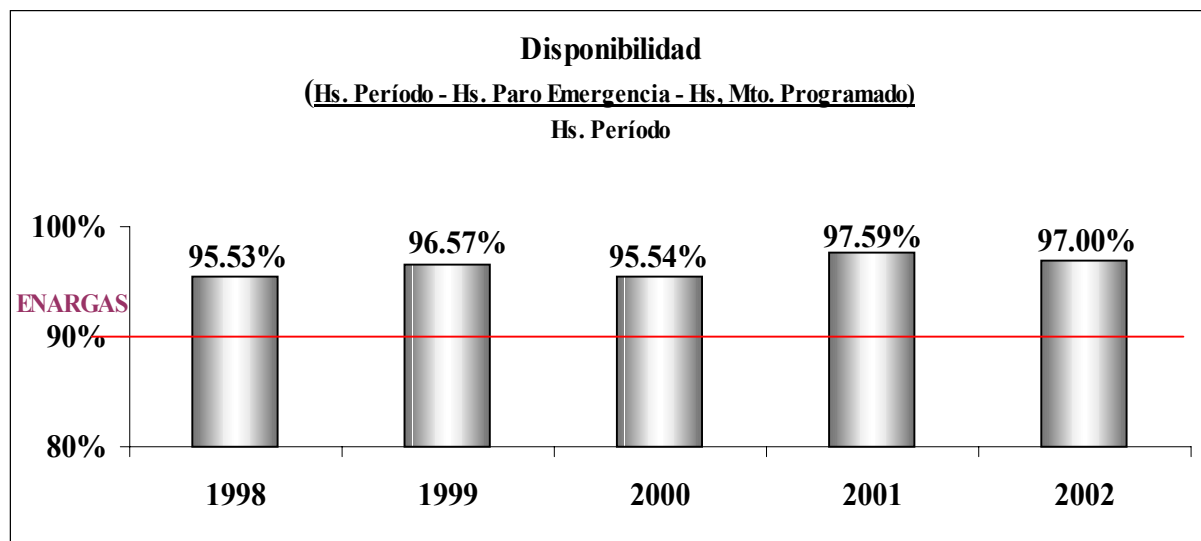
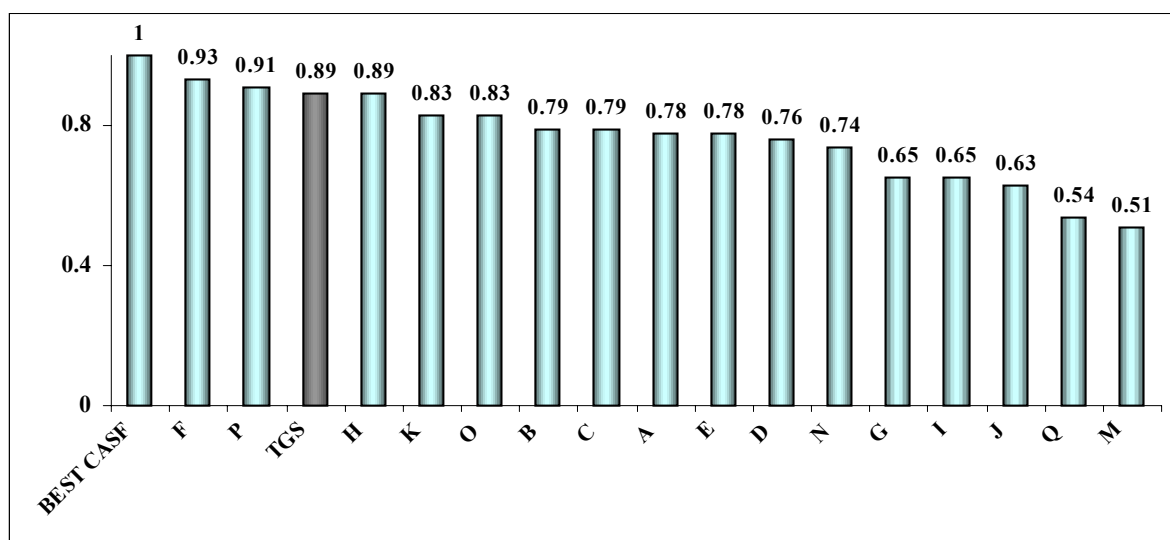


Figura 10: Resultados del Benchmarking



TABLAS

Tabla 1: Especificaciones de calidad del gas natural en los puntos de Recepción y Entrega del Sistema de Transporte. Parámetros que debe cumplir el Gas Flexibilizado.

Variable a Controlar (Contenido Máximo)	Tipo de Punto		
	Recepción	Gas Flexibilizado	Entrega
Dióxido de Carbono (CO ₂)	2 % molar	3 % molar	2,5 % molar
Agua (H ₂ O)	65 mg/Stm ³	65 mg/Stm ³	65 mg/Stm ³
Total Inertes (N ₂ +CO ₂)	4 % molar	4 % molar (Ver nota al pie)	4,5 % molar
Sulfuro de Hidrógeno (SH ₂)	3 mg/Stm ³	6 mg/Stm ³	3 mg/Stm ³
Azufre Entero	15 mg/Stm ³	20 mg/Stm ³	15 mg/Stm ³
Punto de Rocío de Hidrocarburos (PRHC)	-4 °C (a 5500 KPa Abs.)	T _{PRHC} (Pi) ≤ (T _{gas} -1°C)	-4 °C (a 5500 KPa Abs)
Oxígeno (O ₂)	0,2 % molar	0.2 % molar	0,2 % molar
Partículas sólidas	22,5 Kg/ MMStm ³ (tamaño 5 ≤ μm)	22,5 Kg/ MMStm ³ (tamaño 5 ≤ μm)	22,5 Kg/ MMStm ³ (tamaño 5 ≤ μm)
Partículas Líquidas	100 l/ MMStm ³	100 l/ MMStm ³	100 l/ MMStm ³
Poder Calorífico Superior	Mín. 8.850 kcal/Stm ³ Máx. 10.200 kcal/Stm ³	s/ Índice de Wobbe y PRHC	Mín. 8.850 kcal/Stm ³ Máx. 10.200 kcal/Stm ³
Temperatura Máxima	50°C	50°C	50°C
Índice de Wobbe	--	Mín. 11.300 kcal/Stm ³ Máx. 12.470 kcal/Stm ³	--
Otras Consideraciones	Libre de arenas, polvos, gomas, aceite, glicoles y otras impurezas indeseables		

Nota: No es necesario Acuerdo de Corrección si se supera este valor debido al N₂, siempre y cuando por cada 0,5% del volumen de inertes en exceso, el poder calorífico esté incrementado en 45 kcal/Stm³ respecto al valor base a 9.300 kcal/Stm³

Tabla 2: Evolución de los Indicadores de Calidad del Servicio Técnico en el período 1999-2001

Indicadores	Años		1999		2000		2001	
	VR (%)	VA (%)	VR (%)	VA (%)	VR (%)	VA (%)	VR (%)	VA (%)
Transparencia de Mercado	90	90.00	92	95.06	95	97		
Protección Catódica	100	100	100	100	100	100		
Integridad Estructural de Gasoductos	100	100	100	100	100	100		
Tiempo de respuesta ante Emergencias	(1)		(1)		(1)			
Confiabilidad de Plantas Compresoras	96	98.80	96	98.68	96	99.69		
Disponibilidad en Plantas Compresoras	88	96.91	90	95.54	90	97.55		
Capacidad de Reserva en Plantas Reguladoras para Sistemas Aislados	90	91.11	95	97.78	100	100		

(1) No se produjeron en este ejercicio eventos que superen el tiempo de respuesta exigido por ENARGAS. Ver figura 7

VR : Valor de Referencia del ENARGAS

VA : Valor alcanzado por TGS

REFERENCIAS

1. LEY 24.076 - Marco Regulatorio de la Industria del Gas.
2. RESOLUCIÓN ENARGAS N° 622 - Calidad de Gas en los Sistemas de Transporte y Distribución.
3. RESOLUCIÓN ENARGAS N°1192- Indicadores de Calidad de Servicio para Transporte y Distribución de Gas.
4. NAG 100. "Normas Argentinas mínimas de seguridad para el transporte y distribución de gas natural y otros gases por cañerías.
5. Norma ISO 9001:2000
6. Estudio de Benchmarking realizado por PII (Pipeline Integrity International)-Marzo 2002