

ANEXO IV

INDICADORES DE CALIDAD DEL SERVICIO DE TRANSPORTE

Licenciatarias de Transmisión

CALIDAD DEL SERVICIO TÉCNICO

La calidad del servicio técnico se evaluará sobre la base de los siguientes grupos de Indicadores:

- Indicadores de Transparencia del Mercado.
- Indicadores de Operación y Mantenimiento.
- Indicadores de Protección Ambiental.

INDICADOR DE TRANSPARENCIA DEL MERCADO

INDICADOR #1 – Indicador de Transparencia de Transporte

Definición

a- Publicación de los eventos críticos del sistema de transporte.

b- Publicación de las Manifestaciones de Interés o Concursos de Capacidad y las adjudicaciones de los mismos.

c- Publicación diaria del despacho operativo de gas del día anterior.

La publicación por parte de cada Transportista deberá efectuarse en la página web del ENARGAS.

Información a ser suministrada

Esta deberá ser:

a) EVENTOS CRÍTICOS DEL SISTEMA DE TRANSPORTE: Son aquellos eventos extraordinarios que afectan la normal prestación del servicio de transporte firme.

Se considerará cumplido en término el envío de información si ésta se encuentra disponible dentro de las 24 hs. de producido el evento.

La información a enviar respecto de este punto deberá contener: 1) Lugar, fecha y hora del evento; 2) Breve descripción del hecho; 3) Perjuicios ocasionados y 4) Medidas adoptadas por la Licenciataria.

Además, esta información deberá ser remitida por correo electrónico a los Cargadores afectados.

b) CONCURSOS PÚBLICOS DE CAPACIDAD: En oportunidad de cada Concurso Público de Capacidad de Transporte, la Licenciataria deberá darlo a conocer no solamente de la forma que es habitual (medios gráficos) sino también por medios electrónicos, tanto de la Oferta que realiza como de las Asignaciones que se adjudicaren.

La información a ser remitida respecto de este punto se describe en la planilla obrante a continuación. Se considerará cumplido en término el envío de información, si éste se realizare simultáneamente a las invitaciones cursadas a los eventuales oferentes y a la publicación en medios gráficos.

CONCURSO ABIERTO N° XX/AÑO

CUADRO I	
Fecha y Hora del Acto de Apertura de Sobres	
Capacidad Remanente:	
Capacidad ofrecida	
Zona de Recepción	
Zona de Entrega	
Fecha de Inicio y Fin	
Criterio de Asignación	
Consultas y retiro de "Bases y Condiciones"	Nombre y Teléfono
Proyecto de Ampliación o Ampliación. Potencial:	
Capacidad mínima a ampliar	
Zona de Recepción	
Zona de Entrega	
Fecha de Inicio	
Criterio de Asignación	
Se aceptarán ofertas con condiciones diferentes	SI/NO
Plazo mínimo de contratación	
Consultas y retiro de "Bases y Condiciones"	Nombre y Teléfono

CUADRO 2

Datos Programación de Entrega								
Cargador	Id	Punto de Entrega	Gasoducto	Progresiva	Volumen Nominado (miles Stm ³ /día)	Volumen Autorizado (miles Stm ³ /día)	Volumen CF (miles Stm ³ /día)	Contrato

Para la presentación de la información son válidas las siguientes aclaraciones:

1. De manera de facilitar la lectura de los potenciales interesados, se deberá listar la información en orden alfabético (Cargador) en ambos Cuadros.
2. En el caso del Tipo de Servicio utilizado deberá especificarse cada uno de éstos en correspondencia con el volumen entregado (TF, TI, ED (TF) y ED (TI)).
3. La capacidad de transporte máxima en el punto de entrega será a la presión de diseño para ese punto en el pico invernal.

A partir del 1 de enero del 2000, la Resolución ENARGAS N.º 891 preveía que la publicación a ser efectuada sería la del despacho diario operativo de gas del día actual con una disposición y desglose de los datos como la descrita en los cuadros anteriores. La publicación tendrá que estar disponible a partir de las 12 horas a.m. de cada día operativo. La Resolución ENARGAS N.º 1192/99 mantiene estos conceptos, pero agrega que deberá presentarse una planilla donde se resuman todas las solicitudes cuya autorización esté sujeta a una reprogramación.

Los archivos de los días anteriores deberán estar disponibles, hasta acumular un año de registros en tanto que toda información anterior podrá ser solicitada por cualquier interesado.

Objetivos

El ENARGAS desea establecer como práctica habitual que las transportistas difundan masivamente a través de medios electrónicos, cada día operativo de sus sistemas.

El concepto es implementar un método normalizado que permita conocer las transacciones llevadas a cabo -en una primera etapa- el día anterior. Esto hará posible obtener información sobre quiénes son los poseedores de la capacidad, los movimientos diarios y la capacidad remanente en cada gasoducto o sistema de

transporte de gas natural. El desarrollo de lenguajes y prácticas comunes hará posible una mayor integración en la industria y generará eficiencia y pro-competitividad.

Para esto, cada Transportista deberá informar los datos del día operativo inmediato anterior, detallando los puntos de inyección, los puntos de entrega identificando cada uno de los cargadores con su capacidad autorizada agrupados por subzona tarifaria detallando dentro de la misma los volúmenes entregados y los tipos de contratos que utiliza, ello es TF, TI, y/o ED.

Por otra parte, la fijación del Indicador tiene por objetivo facilitar una mejor coordinación entre los tenedores de capacidad y los posibles demandantes. Así también la publicación de esta información dará mejores datos al mercado. En un sistema como el utilizado en la Argentina, los Cargadores que contrataron capacidad en firme pagando los cargos de reserva, tienen un servicio superior que aquellos que son interrumpibles, que toman el riesgo de ser cortados, por lo tanto, la información tiene un valor fundamental para incentivar el uso eficiente de la capacidad disponible por más agentes que las propias transportistas.

Esta fuente de información proveerá el apropiado incentivo que alienta la Autoridad de Control para incrementar la competencia. Uno de los objetivos buscados con la difusión requerida es el de proveer, a aquellos que demanden servicios de transporte, una herramienta eficiente que les permita conocer el rango de servicios disponibles y las oportunidades existentes. En igual sentido el ENARGAS podrá, de creerlo conveniente, ejercer la facultad que le confiere el art. 2 inc. (5) del Decreto Reglamentario de la Ley de Gas.

Valor de referencia

Desde el año 2001 la información en tiempo y forma debe verificarse en un 95%.

Periodicidad

El cumplimiento del Indicador por parte de la Licenciataria será diario, en tanto que el seguimiento del ENARGAS será diario y la evaluación final será anual.

Evaluación de cumplimiento

Para la evaluación de esta meta se tendrá en cuenta para cada día si se ha cumplido en tiempo y en forma con la información que debía publicarse. En tiempo, significa que la información se encuentre disponible, para el ítem c) antes de las 17:00 hs de cada día operativo (Programación de Inyección y Entregas) y antes de las 23 hs de cada día operativo (Reprogramación de Inyección y Entregas), y en las oportunidades indicadas para los ítems a) y b). En forma, se considera, para el caso del ítem c) que el volumen publicado sea mayor a un 85 % del volumen entregado y conforme los formatos establecidos en los Cuadros 1 y 2, y, para los restantes ítems, que se complete la totalidad de la información requerida.

En aquellos días en que la información a remitirse comprenda más de un ítem de los precedentes (a, b, c) se considerará que existe cumplimiento cuando se ha completado la totalidad de la información y no el envío de alguno de ellos.

Determinación del Índice

La expresión matemática a tener en cuenta para la evaluación anual del cumplimiento del indicador es la siguiente:

$$I_t = \frac{D_{\text{año}} - D_i}{D_{\text{año}}}$$

Donde:

I_t = Indicador de Transparencia anual.

$D_{\text{año}}$ = Días del año evaluado.

D_i = Días en que se produjo algún incumplimiento (tiempo o forma) de cualquiera de los puntos a), b), o c) antes enunciados.

Método de control

Podrá ser evaluado el cumplimiento diario en tiempo y forma de la requisitoria impuesta por el Indicador.

Incumplimientos

En el caso de determinarse incumplimientos, es decir, situaciones en las que la Licenciataria no haya cumplido con los valores de referencia previstos, y respetando las reglas del debido proceso, se aplicarán las sanciones previstas en el capítulo X de las Reglas Básicas de su Licencia.

INDICADORES DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO.

1 - Indicador OM#1 - Protección Catódica.

Definición

Control de la corrosión de redes y gasoductos mediante la aplicación de los criterios normativos, verificados a través de una metodología predeterminada.

Objetivo

Promover y orientar los Procedimientos de los Operadores y/o Licenciatarías, con el fin de obtener un efectivo Nivel de Protección Catódica en gasoductos y redes de acero, aplicando de la manera más eficiente los criterios definidos en la NAG 100, (Apéndice D).

Consideraciones y Criterios

En las Reglas Básicas de la Licencia se dispuso la realización de inversiones Obligatorias, con el objeto de alcanzar en el año 1997 (5º año de la Licencia), para el rubro Protección Catódica, que los sistemas de cañerías estén protegidos al 100%, según los criterios establecidos en el Apéndice D de la NAG-100.

El propósito es tener controlada la corrosión en las cañerías de acero (gasoductos y redes) y para evaluar dicho control es de práctica adoptar uno de los siguientes criterios:

1.1. Un potencial negativo (catódico) de por lo menos 850 mV con la protección catódica aplicada. Este potencial se mide con respecto a un electrodo de referencia de Cu/CuSO₄ saturado, en contacto con el electrolito. Se deberán considerar las caídas de tensión distintas a aquellas a través del límite estructura-electrolito para la interpretación válida de esta medición de diferencia de potencial.

1.2. Un potencial negativo de polarización de por lo menos 850 mV relativo a un electrodo de referencia de Cu/CuSO₄ saturado.

1.3. Un mínimo de 100 mV de polarización catódica entre la superficie de la estructura y un electrodo de referencia estable en contacto con el electrolito.

Las Licenciatarías, basadas en sus mediciones, evaluación, prueba y/o cálculo, cada año, deberán avalar la identificación de los sistemas según el criterio adoptado por ellas, tanto de redes como de gasoductos.

La comprobación de que se alcanzó el 100% de la protección de las cañerías de acero, se verificará cuando se hayan realizado los relevamientos de acuerdo al siguiente procedimiento:

a) Relevamiento de potenciales

Se debe realizar cada 5 años un relevamiento ON; OFF y despolarizado sobre la totalidad de puntos de medición.

Se debe realizar, como mínimo, un relevamiento anual ON-OFF para control.

Para dicho relevamiento anual podrá relevarse solo el potencial ON, debiendo presentarse constancia de todas las pruebas necesarias para demostrar que en todos los puntos de medición del sistema:

- la medición del potencial ON no ha variado significativamente con respecto al año anterior, en forma puntual ni general y
- los parámetros del sistema (condiciones del suelo, revestimiento, Unidades de Protección Catódica con influencia, etc.) no se han modificado.

Para considerar que una diferencia entre dos mediciones de potencial "ON" en años sucesivos es no significativa, cada Licenciataria debe preestablecer y comunicar al Organismo Regulador, una metodología que permita discernir con certeza que los últimos valores medidos cubren el requerimiento de polarización establecido por el criterio de protección que se haya declarado emplear.

b) Relevamiento en sistemas protegidos por medios galvánicos

Para cañerías protegidas por medios galvánicos, la medición será referida a puntos monitoreados a través de dispositivos que permitan la adecuada verificación del nivel de polarización alcanzado, identificándose a cuál de los criterios se ajusta la estructura.

En los relevamientos detallados la cantidad mínima de mediciones será tal, que la distancia de cualquier punto de la cañería deberá estar dentro de los 500 metros de cada punto de medición, debiéndose medir e informar, además, los puntos singulares del sistema (válvulas, caños camisa, etc.).

Lo descripto en el procedimiento anterior no será limitante para la introducción de los ajustes metodológicos necesarios que acompañen la buena práctica de la ingeniería, teniendo en consideración los avances y/o estudios de las normativas internacionales de referencia.

NOTA: Las Licenciatarias deberán incorporar estos procedimientos a sus Manuales de Ingeniería, Operación y Mantenimiento.

Periodicidad

La verificación y evaluación del cumplimiento del índice será anual.

Las fechas para el reporte y cierre responderán al siguiente cronograma:

Las Licenciatarias informarán al ENARGAS, antes del 1º de Marzo de cada año, la identificación de cada sistema clasificado por ellas, indicando si se trata de una Red o Línea de Transmisión y detallando para cada uno lo listado debajo de la siguiente definición:

Definición de Sistema

Se entenderá como sistema a toda longitud de cañería, sea de red o de línea de transmisión, que la Licenciataria declare protegida bajo un único criterio normativo.

- 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-Despolarizado).
- Fecha de realización de la medición ON y OFF (fecha exacta de medición in-situ para cada punto de medición).
- Clase y número de puntos singulares.
- Fechas de inicio y finalización de último pasaje de scraper instrumentado.
- Índices, tanto de mediciones como de mejoras (debiendo detallar y acreditar en este último caso, cada uno de ellos de acuerdo a lo detallado en la presente).

Todo lo solicitado deberá ser entregado a satisfacción del ENARGAS.

La fecha del primero de marzo de cada año es considerada plazo de caducidad, por lo que será el último plazo para la recepción de la información que debe enviar la Licenciataria. Vencido dicho plazo, automáticamente y sin intimación de ninguna especie, si la Licenciataria no hubiere remitido la información completa, el índice de protección final será considerado con el valor cero, haciéndose responsable la misma de las consecuencias, medidas y sanciones que pudieran corresponder.

De cumplirse estrictamente lo indicado antes, la operatoria descrita no producirá variaciones en los índices de medición de potencial respectivos informados oportunamente por la Licenciataria.

La determinación del Índice correspondiente a las auditorías del ENARGAS ocurrirá a partir de la recepción de la información de las Licenciatarias.

El ENARGAS podrá requerir la ampliación de la información que las Licenciatarias hubieren entregado.

El Índice de Protección final de la Licenciataria (I) será determinado por ENARGAS. El resultado corresponderá al ejercicio en curso.

Eventualidad

Toda Licenciataria que haya presentado la información en término, podrá declarar alteraciones sobre aquellos sistemas que originalmente hubiese informado con un índice de mediciones de potencial igual a 1, siendo tales declaraciones acumulativas, pero no pudiendo superar tal acumulación ni el 20% de la longitud total de los sistemas de su área licenciada, ni el 20% de cada sistema declarado. Esta posibilidad será válida únicamente si ocurre antes de efectuarse la auditoría por parte del ENARGAS.

En caso de materializarse declaraciones de eventualidades, la Licenciataria deberá implementar las medidas correctivas necesarias y suficientes para alcanzar nuevamente el índice de mediciones de potencial igual a 1 declarado, antes del 30 (treinta) de septiembre del año de evaluación.

Índice de Protección final:

$$I = I_P + I_M$$

Valor de referencia: Se deberá verificar $I = 1$ para considerar que el sistema está protegido al 100%, de acuerdo al criterio declarado por la Licenciataria.

Si $I < 1$, ello implicará incumplimiento.

A efectos del cálculo de I , será:

$$I_P = I_L \text{ sí y solo sí } I_E \geq I_L - T$$

$$I_P = I_E \text{ para todo otro caso.}$$

Se definen:

I = Índice de Protección Final.

I_P = Índice de Mediciones de Potencial.

I_M = Índice de Mejoras.

I_L = Índice de Mediciones de Potencial de la Licenciataria.

T = Tolerancia

I_E = Índice de Auditoría ENARGAS

Toda vez que el ENARGAS realice auditorías efectuando mediciones será considerado como válido el índice de potenciales informado por la Licenciataria solamente cuando se cumpla que el Índice de potenciales calculado con las mediciones de ENARGAS resulte mayor o igual que la diferencia entre el Índice de potenciales calculado con mediciones de la Licenciataria y la tolerancia.

Cuando el ENARGAS no efectúe auditorías o que cuando al efectuarlas no realice mediciones, el valor del índice de potenciales informado por la Licenciataria será el que se tome como válido a efectos de calcular el índice final.

Índice de Auditoría ENARGAS:

$$I_E = \frac{n_{ET} - n_{ES}}{n_{ET}}$$

n_{ET} = Número total de mediciones realizadas por ENARGAS.

n_{ES} = Número total de mediciones realizadas por ENARGAS que no cumplen con el criterio informado por la Licenciataria.

Índice de mediciones de potencial de la Licenciataria:

$$I_L = \frac{\sum (I_{LS} \times N_S)}{N}$$

siendo:

I_{LS} = Índice de Mediciones de Potencial de cada sistema definido por la Licenciataria.

N_S = Número Total de puntos de medición de cada sistema definido por la Licenciataria

N = Número Total de puntos de medición de la Licenciataria (Universo).

Además:

$$I_{LS} = \frac{N_S - N_{NCC} - N_{NM}}{N_S}$$

donde:

N_{NCC} = Número de mediciones que no cumplen con el criterio informado para el sistema.

N_{NM} = Número de puntos no medidos en el sistema dentro del periodo de evaluación.

$$T = \text{Tolerancia} = \frac{0,5}{n} + Z_{1-\alpha} \times \sqrt{\left[\left(\frac{I_L}{n} \right) x (1 - I_L) x \left[1 - \left(\frac{n}{N} \right) \right] \right]} \quad (*)$$

$T = I_L - 0,93$ siempre, tal que $T \geq 0 \Rightarrow 0 \leq T \leq 0,07$

$\alpha =$ Grado de significación del ensayo. Valores de uso general: $\alpha = 0,01$ o $\alpha = 0,05$ (*)

$Z =$ Fráctil para la Distribución Normal Estandarizada (tabulado). (*)

$N =$ Universo de mediciones de la Licenciataria.

$n =$ Muestra determinada por ENARGAS. (*)

(*): Bibliografía de Referencia, I. Miller, J. Freund y R. Johnson, Prentice - Hall, México, 1992.

“Probabilidad y Estadística para Ingenieros”.

Tolerancia

La tolerancia será de 7%, significando ello que, si el índice de potenciales calculado con las mediciones del ENARGAS es mayor o igual a 0,93, se aceptará el valor informado por la Licenciataria y, si aquel índice resultara menor a 0,93, se tomará como válido el resultado obtenido con las mediciones del ENARGAS.

Índice total de Mejora de la Licenciataria

$$I_M = \frac{\Sigma (I_{MS} \times N_S)}{N}$$

siendo:

$I_M =$ Índice total de Mejora de la Licenciataria

$I_{MS} =$ Índice de Mejoras de cada sistema definido por la Licenciataria. Sólo podrá aplicarse para todo sistema en el que se cumpla que $I_{LS} < 1$.

Una vez aplicado deberá cumplirse también que:

Para toda suma de $I_{LS} + I_{MS} > 1 \Rightarrow I_{LS} + I_{MS} = 1$ con $I_{MS} \leq 0,07$ siempre

Y para $I_{LS} + I_{MS} \leq 1 \Rightarrow I_{LS} + I_{MS} \leq 1$ con $I_{MS} \leq 0,07$ siempre

Índice de Mejora de cada Sistema

Su consideración tiene por objeto reflejar las acciones emprendidas por las Licenciatarias en beneficio de la preservación de sus sistemas de cañerías.

$$I_{MS} = \left(\frac{I_{PM} + I_{TEC} + I_{POL}}{100} \right)$$

donde:

I_{PM} = Índice de Puntos de Medición

I_{TEC} = Índice Tecnológico

I_{POL} = Índice de Polarización

ÍNDICE DE PUNTOS DE MEDICIÓN

Considera la distancia máxima entre puntos medidos en el relevamiento de cada sistema, dependiendo su valorización del criterio de protección adoptado:

Criterios	I _{PM}
1.1 / 1.2	1.5
1.3 :	
Cada 1000 metros	0
Cada 600 metros	1.5
Cada 300 metros	3

ÍNDICE TECNOLÓGICO

Considera toda mejora introducida en los sistemas para incrementar la eficiencia y la confiabilidad en el tratamiento de los problemas de corrosión, a través de técnicas y procedimientos de avanzada.

Su valorización máxima será la siguiente:

	Índice Tecnológico	Criterios 1.1/1.2	Criterio 1.3
Pasaje de Inspección interna	I _{TEC-1}	3	3
Relevamiento continuo	I _{TEC-2}	0.5	0.75
Telemedición y telecontrol	I _{TEC-3}	0.25	0.25
Testigos de corrosión	I _{TEC-4}	0.25	0
Índice tecnológico total	I _{TEC}	4	4

Siendo $I_{TEC} = \sum I_{TEC-i}$ donde $I_{TEC-i} = \text{Índice Tecnológico Parcial}$

El cálculo de Índices Tecnológicos debe realizarse de acuerdo a las premisas desarrolladas a continuación.

I_{TEC-1} Índice de inspección interna

Para la evaluación del índice de pasaje de herramientas de inspección de integridad interna debe considerarse lo siguiente:

1) Líneas de transmisión con más de 5 (cinco) años de antigüedad a la fecha del 1° de marzo del año de evaluación del índice.

Información de último pasaje contada hasta el 01/03 del año de evaluación (TP):

T _P	I _{PSI}
$0 \leq T_P \leq 3$ años	3
$3 < T_P \leq 4$ años	2.5
$4 < T_P \leq 5$ años	2

Siendo:

$$I_{PS} = \frac{\sum (I_{PSI} \times L_{TPE})}{L_T}$$

I_{PS} = Índice total de pasaje de scraper instrumentado.

I_{PSI} = Índice de pasaje de scraper instrumentado de cada sistema.

L_{TPE} = Longitud del tramo en la que se pasó el scraper instrumentado.

L_T = Longitud total del sistema en consideración.

A efectos de la determinación de TP para evaluación de este índice, se considerará la fecha de la última inspección interna declarada por la Licenciataria.

2) La licenciataria debe declarar la fecha de la inspección interna y conservar los resultados completos de los reportes emitidos por la compañía que hubiere contratado la Licenciataria en caso de que pudieran ser solicitados por el ENARGAS.

3) Líneas de transmisión con menos (5) cinco años desde la puesta en operación, contados hasta la fecha del 1° de marzo del año de evaluación del índice.

$$0 \leq T_p \leq 5 \text{ años siguientes a la habilitación de la línea } I_{PSI} = 1.5$$

4) El índice de inspección interna aplica únicamente a los puntos de medición por donde pasó el instrumento.

I_{TEC-2} Índice de Relevamiento continuo

Para el caso del Relevamiento continuo de potenciales ON-OFF, el índice debe calcularse como:

Criterios	I _{TEC2}
1.1/1.2	$0.5 \times \left(\frac{L_{PPCi}}{L_{TPPC}} \right)$
1.3	$0.75 \times \frac{(L_{PPCi} + L_{PPS})}{L_{TPPS}}$

expresiones en las que:

L_{PPCi} : Longitud relevada paso a paso hasta 10 km a la descarga de cada planta compresora.

L_{TPPC} : Longitud total de la suma de las longitudes de 10 km a la descarga de todas las plantas compresoras existentes en el sistema considerado.

L_{PPS} : Longitud del sistema relevado paso a paso, excluyendo los tramos a la descarga de plantas compresoras.

L_{TPPS} : Longitud total del sistema considerado.

En cada caso se debe declarar en un apartado especial, las progresivas kilométricas inicial y final de la medición, longitud relevada, fecha de realización y proveedor, debiendo además conservar los resultados completos de los reportes en caso de que pudieran ser solicitados por el ENARGAS.

Solo pueden ser considerados aquellos relevamientos continuos cuya ejecución date, como máximo, de cinco (5) años contados hasta el del 1 de marzo del año de evaluación del índice.

ITEC-3 Índice de Telemedición y Telecontrol

Debe tenerse en consideración que:

1. Una vez declarados equipamientos de telemedición y telecontrol, se tomará en cuenta el puntaje que ello genera sobre el índice de mejoras para el ejercicio en que se hayan declarado y sucesivos, hasta tanto se informe o constate que los mismos han quedado fuera de servicio en forma transitoria abarcando por lo menos un ejercicio completo, o permanente, o se haya informado su baja o se verifique su inoperabilidad, desuso o inexistencia.
2. Junto con la información de potenciales la Licenciataria debe remitir un listado completo de todas las Unidades de Protección Catódica con Telemedición y Telecontrol en funcionamiento.
3. La metodología de Telemedición y Telecontrol y el plan de remediación a implementar ante la detección de anomalías debe ser incorporado en el Manual de Procedimientos de Operación y Mantenimiento de la compañía.

ITEC-4 Índice de testigos de corrosión

Junto con la información que se declare para el período en evaluación se debe remitir al ENARGAS un reporte detallando ubicación exacta, fecha de instalación, fecha de última medición realizada, marca y modelo de cada testigo instalado.

Se tomará en cuenta el puntaje que ello genera sobre el índice de mejoras para el ejercicio en que se hayan declarado y sucesivos, hasta tanto se informe o constate que los mismos han quedado fuera de servicio en forma transitoria o permanente, o se haya informado su baja o se verifique su inoperabilidad, desuso o inexistencia.

ÍNDICE DE POLARIZACIÓN

Toma en cuenta el grado de polarización alcanzado en los sistemas protegidos, dependiendo su valorización del criterio de protección adoptado, su valor será:

Criterios	I _{PO}
1.1/1.2	1.5
1.3	0

Puntos no medidos (N_{NM})

Para todos aquellos puntos en los cuales fuera impracticable realizar la medición para el periodo de evaluación, la Licenciataria debe especificar el motivo de dicha imposibilidad.

Dichos puntos serán considerados, a los efectos del cálculo del índice de Protección Catódica, como puntos que no cumplen con el criterio de protección seleccionado

para dicho sistema, no correspondiendo su desagregación del total de puntos del sistema en el que se encuentren incluidos.

Por otro lado, podrán desagregarse del total de puntos del sistema en el que se encuentren incluidos, aquellos puntos exentos de medición por negativa al acceso por parte del propietario solo si la Licenciataria demuestra haber dado inicio a los trámites correspondientes a los permisos de paso ante esta Autoridad de Regulación y Control.

Corrosión “no Activa”

En el caso de existir o declararse sistemas clasificados como corrosión “no activa”, estos no se deben incluir en el cálculo del índice total.

Método de Control

ENARGAS puede efectuar auditorías en las que se medirán potenciales de polarización, u otras mediciones que resulten aplicables para verificar que cada uno de los puntos de medición cumpla con el criterio definido por la Licenciataria.

Los puntos en los que se realizarán las mediciones correspondientes a las auditorías serán seleccionados por ENARGAS, tanto en cantidad como en ubicación.

Incumplimientos

En el caso de determinarse incumplimientos, es decir, situaciones en las que la Licenciataria no haya cumplido con los valores de referencia previstos, y respetando las reglas del debido proceso, se aplicarán las sanciones previstas en el capítulo X de las Reglas Básicas de su Licencia.

2 - Indicador OM#2 – Estado de los Gasoductos (Integridad Estructural)

Definición

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

Objetivo

Asegurar la realización de las tareas de mantenimiento de las instalaciones acorde a los estándares internacionales reconocidos en la industria.

El logro de este objetivo será mediante el mantenimiento de los gasoductos, a través de la más pronta eliminación por cambio o reparación de tramos con anomalías de verificación inmediata, por ejemplo: un proceso de corrosión, donde el espesor remanente de la pared de la cañería comprometa a la presión máxima admisible de operación (MAPO). Es decir, aquellos próximos a la necesidad (o en ella) de ser reemplazados, reparados o que su presión de operación deba ser reducida de forma de lograr la operación segura de la cañería.

A su vez, se detallan aquellas anomalías que son de verificación programada, de acuerdo a las características reportadas por la herramienta de inspección interna.

Las inspecciones internas con scraper instrumentado suministran la información necesaria para detectar aquellas fallas que comprometen la seguridad del gasoducto. A tales efectos, la Licenciataria debe seguir el cronograma de actividades de la Sección 7 del código ASME B31.8S, según Sección 933 de la NAG 100.

Con el fin de asegurar un estado adecuado de los ductos en el período comprendido entre la finalización de las tareas de adecuación indicadas en el párrafo anterior y el siguiente pasaje de instrumentado, el ENARGAS sobre la base de la información suministrada fiscalizará los tramos que fueran objeto de reparación a fin de evaluar las tareas realizadas, así como aquellos cuyos valores de referencia resultaren críticos (Factores Estimados de Reparación mayores o iguales a 0,9 o profundidades mayores o iguales al 80% del espesor).

Valor de referencia

Para el cálculo de la presión de falla de defectos volumétricos (pérdida de metal), se tomará como referencia el método detallado en el documento AGA Pipeline Research Committee Project PR-3-805 (“A Modified Criterion for Evaluating The Remaining Strength of Corroded Pipeline/RSTRENG”) o un método equivalente alternativo superior analizado por la Licenciataria y por cuya adopción ésta, asume entera responsabilidad.

Los parámetros que determinan el plazo de las acciones a tomar sobre un defecto son la profundidad del defecto (expresada como porcentaje del espesor de la cañería) y el Factor Estimado de Reparación (FER), que surge del cociente entre la MAPO y la presión de falla del defecto que se está considerando.

Es válido aclarar lo especificado en la Sección 933 de la NAG 100 (Acciones que debe tomar el operador para el tratamiento de los resultados de integridad):

- Reducción temporaria de presión
El plazo de dicha reducción no debe superar los 365 días corridos y dentro del cual se debe instrumentar una solución integral y definitiva.
- Descubrimiento de condición
Se considerará descubierta la condición cuando la Licenciataria cuente con la información para determinar que la situación presenta una amenaza potencial para la integridad de la línea de transmisión. La fecha de recepción de dicha información deberá estar debidamente documentada.
- Cronograma de evaluación y remediación
A menos que se aplique un requerimiento especial para remediar ciertas condiciones, el operador debe seguir el cronograma de actividades de la Sección 7, del código ASME/ANSI B31.8S.
- Requerimientos especiales para el cronograma de remediación

Condiciones de reparación inmediata:

Las acciones sobre estas indicaciones deben realizarse en un período que no exceda los 5 días siguientes al descubrimiento de la condición. De lo contrario, se debe reducir temporalmente la presión de operación hasta que la indicación sea examinada.

Se deben tratar las siguientes condiciones como de reparación inmediata:

- i. Disminución del 80% o más del espesor de la cañería.
- ii. Presión de falla menor o igual a 1,1 veces la máxima presión de operación establecida para el tramo de la línea de transmisión donde se encuentre la anomalía (FER mayores o iguales a 0,9).
- iii. Una indicación de pérdida de metal que afecte una soldadura longitudinal/helicoidal que fue realizada mediante corriente continua, resistencia eléctrica de baja frecuencia, o "flash welding".
- iv. Una abolladura que tiene indicación de pérdida de metal, fisura o concentrador de tensión.
- v. Una anomalía que a juicio del operador considere que requiere acción inmediata.

Condiciones de reparación programada:

Se deben tratar las siguientes condiciones como de reparación programada:

- i. Disminución entre el 60% y el 80% del espesor de la cañería.
- ii. Presión de falla entre 1,4 y 1,1 veces la máxima presión de operación establecida para el tramo de la línea de transmisión donde se encuentre la anomalía (FER entre 0,72 y 0,9).

Información a ser suministrada

Esta deberá ser:

- En forma trimestral, una planilla detallando las MAPOs de cada tramo del sistema.
- Cada vez que se pase un scraper instrumentado para la detección de defectos volumétricos (pérdidas de metal), se deberá remitir, en el término de 30 días corridos de recibido el reporte final validado, la siguiente información:
 1. Toda pérdida de metal reportada con profundidad mayor o igual al 80% del espesor y/o FER (MAPO/Presión de Falla) mayor o igual a 0,9 indicando las medidas de mitigación inmediatas tomadas.
 2. Toda pérdida de metal reportada con profundidades entre el 60% y 80% del espesor y/o FER (MAPO/Presión de Falla) entre 0,72 y 0,9, indicando el cronograma de intervenciones.
 3. Un gráfico incluyendo todas las indicaciones de pérdida de metal reportadas por la herramienta, detallando FER (MAPO/Presión de Falla) y Profundidad (% del espesor) en función de la distancia (progresiva reportada).
- Anualmente, antes del 15 de enero, deberá remitir una planilla que refleje todas las verificaciones/ reparaciones o acciones realizadas sobre los resultados de integridad en el año precedente por tramo, indicando la fecha de su realización y la fecha de descubrimiento de la condición, y otra planilla que refleje las intervenciones a realizar durante el año en curso.

Periodicidad

El cumplimiento del Indicador por parte de la Licenciataria será permanente, en tanto que el seguimiento del ENARGAS será trimestral y su evaluación final, anual.

Incumplimientos

Se considerará que existe un incumplimiento cuando se encuentren:

- Secciones de gasoducto en los que la Licenciataria no hubiere respetado las disminuciones temporarias de presión de operación previstas en la Sección 933 de la NAG 100, comprometiendo la seguridad y/o la prestación del servicio.

- Secciones de gasoducto que contengan defectos volumétricos (pérdidas de metal) de verificación inmediata y que no hayan sido reparados, teniendo en cuenta la información reportada por las herramientas de inspección interna y pasados los 5 días de plazo, luego del descubrimiento de la condición y no se hubiese tomado las acciones previstas en la Sección 933 de la NAG 100.
- Secciones de gasoducto que contengan defectos volumétricos (pérdidas de metal) de verificación programada y que no hayan sido reparados, teniendo en cuenta la información reportada por las herramientas de inspección interna y pasado el plazo estipulado en la Sección 933 de la NAG 100, luego del descubrimiento de la condición.
- Secciones críticas de gasoducto que presenten fugas y la Licenciataria no las hubiera atendido correctamente transcurrido el plazo de descubierta su condición, según indicado en el Apéndice G-11 del Material de Guía de la NAG 100, de acuerdo a la clasificación de la pérdida.

Para la evaluación del incumplimiento en lo que hace a la existencia de fugas en secciones críticas del ducto se tendrá especialmente en cuenta, si la fuga ha sido informada debidamente a esta Autoridad y si se han adoptado medidas correctivas por parte de la Licenciataria.

En estos casos y respetando las reglas del debido proceso, se aplicarán, de corresponder, las sanciones previstas en el Capítulo X de las Reglas Básicas de su Licencia de Transporte.

En el mismo acto se exigirá la corrección de la anomalía detectada, para lo cual se fijará un plazo que será definido por esta Autoridad y se establecerá un valor a la multa diaria a ser aplicada de persistir el incumplimiento, una vez vencido el plazo antes mencionado.

Método de Control

Para el control de la efectividad de los planes de mantenimiento asociados al ítem en cuestión, el ENARGAS puede realizar auditorías u ordenar la realización de las mismas a la Licenciataria.

El Indicador considera que, habiéndose cumplido un período de regularización de las instalaciones, y dado que en las zonas críticas han existido los medios necesarios para que la Licenciataria se encuentre advertida de tal posibilidad, deben adoptarse todos los recaudos para evitar la existencia de fugas en la línea (pérdidas de metal con profundidades del 100% del espesor).

La periodicidad de las verificaciones del Indicador dependerá de la decisión de la Autoridad Regulatoria de efectuar las auditorías que ésta crea conveniente.

3 - Indicador OM#3 - Confiabilidad del Sistema de Compresión

Definición

Relación porcentual entre el lapso considerado de un (1) año y el tiempo fuera de servicio por averías producidas en los equipos de compresión dentro de ese lapso.

Objetivo

El objetivo del Indicador de Confiabilidad es disminuir el tiempo perdido por paradas no previstas, inclusive su reparación, asociadas a mantenimientos correctivos en las unidades de compresión que podrían afectar el servicio. Este indicador está dirigido a incentivar técnicas de mantenimiento predictivo para detectar tendencias desfavorables en el parque de compresión, minimizando los tiempos de parada de máquina.

Valor de referencia

El valor mínimo de referencia que deberá cumplir el parque de compresión de gas natural (sean máquinas turbo o moto compresoras) será del 96 % en conjunto.

Periodicidad y metodología de cálculo

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

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

Donde:

n = es el número de máquinas existentes en la planta.

h_M = es la cantidad de horas mensuales calendario.

h_A = es la cantidad de horas de paradas por averías o fallas producidas en el mes calendario. Entiéndase por ello toda parada no prevista en el plan anual de mantenimiento que requiera una acción correctiva inmediata o a corto plazo por parte del operador exceptuándose aquellas paradas requeridas para realizar tareas que surjan de técnicas predictivas (medición de vibraciones, ultrasonido, análisis de aceite, boroscopiado, análisis de tendencias, etc.).

El cumplimiento del Indicador por parte de la Licenciataria será anual, al igual que su evaluación final por parte del ENARGAS. Por lo tanto, su cálculo será sobre el total de máquinas disponibles y sobre los tiempos de parada asociados.

Método de control

De modo obligatorio se deberán registrar en las distintas plantas compresoras y para cada equipo o posición: i) los tiempos de marcha o funcionamiento; ii) los tiempos de reserva; iii) los tiempos de parada por averías o fallas y iv) los tiempos de parada por mantenimientos programados acordes a la planificación y los procedimientos que establezca la propia Licenciataria.

Sobre la información suministrada en referencia al período en evaluación del Indicador, el ENARGAS realizará auditorías para revisar su consistencia en referencia con otros documentos y registros técnicos que considere válidos aplicar en campo.

Información a ser suministrada

La información y documentación que a continuación se detalla consistirá en:

- Al inicio de cada período anual, y antes del 15 de febrero, la Licenciataria deberá remitir una memoria descriptiva de cada planta, con sus actualizaciones, que contenga al menos:
 - ✓ Ubicación geográfica y dentro del sistema.
 - ✓ Descripción de las áreas operativas y especificaciones técnicas de los equipos principales.
 - ✓ Descripción de los servicios, sistemas y equipos auxiliares.
 - ✓ Descripción de los edificios de la planta.
- En el mismo plazo deberá remitir el Plan de mantenimiento de cada planta con relación a su parque de máquinas que involucre las paradas programadas.
- Adicionalmente, junto con la anterior información, se deberá remitir la última revisión de los procedimientos de ejecución de mantenimientos de la Licenciataria conforme el Plan antes mencionado, conteniendo al menos lo siguiente:
 - ✓ Definición del tipo de mantenimiento.
 - ✓ Descripción detallada de las tareas a ejecutar indicando los elementos del equipo a ser reemplazados.
 - ✓ Tiempos previstos de ejecución y de desafectación del equipo.
 - ✓ Registros a ser cumplimentados para certificar las tareas antes indicadas y los tiempos de paradas involucradas.

- Semestralmente, antes del 01 de agosto de cada año y 01 febrero del año siguiente, la Licenciataria deberá enviar el registro de paradas de su parque de máquinas y el cálculo mensual del índice de Confiabilidad.

Incumplimientos

Se dará por incumplido el Indicador, cuando el índice de Confiabilidad para el período de evaluación esté por debajo del límite fijado como Valor de referencia, es decir menor a 96%, y respetando las reglas del debido proceso, de corresponder, se aplicarán las sanciones previstas en el Capítulo X de las Reglas Básicas de la Licencia de Transporte.

4 - Indicador OM#4 - Disponibilidad del Sistema de Compresión

Definición

Relación porcentual dentro de un lapso de un (1) año que considera el tiempo de marcha afectado por mantenimiento más averías producidas en los equipos de compresión.

Objetivo

El objetivo del Indicador de Disponibilidad es disminuir el tiempo perdido por paradas previstas y no previstas, inclusive su reparación, en las unidades de compresión que podrían afectar el servicio.

Valor de referencia

El valor mínimo de referencia que deberá cumplir el parque de compresión de gas natural (sean máquinas turbo o moto compresoras) será del 90 % en conjunto.

Periodicidad

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

$$Di(\%) = \frac{n * h_M - \sum_1^n h_A - \sum_1^n h_P}{n * h_M} * 100$$

Donde:

n = es el número de máquinas existentes en la planta.

h_M = es la cantidad de horas mensuales calendario.

h_A = es la cantidad de horas de paradas por averías o fallas producidas en el mes calendario. Entiéndase por ello toda parada no prevista en el plan anual de mantenimiento que requiera una acción correctiva inmediata o a corto plazo por parte del operador exceptuándose aquellas paradas requeridas para realizar tareas que surjan de técnicas predictivas (medición de vibraciones, ultrasonido, análisis de aceite, boroscopiado, análisis de tendencias, etc.).

h_P = es la cantidad de horas de paradas por mantenimiento programado producidas en el mes calendario.

El cumplimiento del Indicador por parte de la Licenciataria será anual, al igual que su evaluación final por parte del ENARGAS. Por lo tanto, su cálculo será sobre el total de máquinas disponibles y sobre los tiempos de parada asociados.

Método de control

De modo obligatorio se deberán registrar en las distintas plantas compresoras y para cada equipo o posición: i) los tiempos de marcha o funcionamiento; ii) los tiempos de reserva; iii) los tiempos de parada por averías o fallas y iv) los tiempos de parada por mantenimientos programados acordes a la planificación y los procedimientos que establezca la propia Licenciataria.

Sobre la información suministrada en referencia al período en evaluación del Indicador, el ENARGAS realizará auditorías para revisar su consistencia en referencia con otros documentos y registros técnicos que considere válidos aplicar en campo.

Información a ser suministrada

Toda la información y documentación que a continuación se detalla consistirá en:

- Al inicio de cada período anual, y antes del 15 de febrero, la Licenciataria deberá remitir una descripción detallada de cada planta, con sus actualizaciones, que contenga al menos:
 - ✓ Ubicación geográfica y dentro del sistema.
 - ✓ Descripción de las áreas operativas y especificaciones técnicas de los equipos principales.
 - ✓ Descripción de los servicios, sistemas y equipos auxiliares.
 - ✓ Descripción de los edificios de la planta.
- En el mismo plazo deberá remitir el Plan de mantenimiento de cada planta con relación a su parque de máquinas que involucre las paradas programadas.
- Adicionalmente, junto con la anterior información, se deberá remitir la última revisión de los procedimientos de ejecución de mantenimientos de la Licenciataria conforme el Plan antes mencionado, conteniendo al menos lo siguiente:
 - ✓ Definición del tipo de mantenimiento.
 - ✓ Descripción detallada de las tareas a ejecutar indicando los elementos del equipo a ser reemplazados.
 - ✓ Tiempos previstos de ejecución y de desafectación del equipo.
 - ✓ Registros a ser cumplimentados para certificar las tareas antes indicadas y los tiempos de paradas involucradas.

- Semestralmente, antes del 01 de agosto de cada año y 01 febrero del año siguiente, la Licenciataria deberá enviar el registro de paradas de su parque de máquinas y el cálculo mensual del índice de Disponibilidad.

Incumplimientos

Se dará por incumplido el Indicador cuando el índice de Disponibilidad en el período de evaluación esté por debajo del límite fijado como Valor de referencia, es decir menor a 90%, y respetando las reglas del debido proceso, de corresponder, se aplicarán las sanciones previstas en el Capítulo X de las Reglas Básicas de la Licencia de Transporte.

5 - Indicador OM#5 – Capacidad de Reserva de Plantas Reguladoras de Sistemas Aislados

Definición

Porcentaje de plantas reguladoras en sistemas aislados cuyo ramal de reserva es capaz de transferir el caudal histórico máximo requerido.

Objetivo

Mantener el nivel de capacidad de reserva en plantas reguladoras que entregan gas a sistemas aislados dentro de valores adecuados durante la vigencia de la Licencia.

Las Licenciatarias recibieron los sistemas con una capacidad de reserva inicial, a medida que los sistemas se expanden este margen se reduce; durante la Licencia esta capacidad se verá agotada en muchos casos. Este Indicador tiene un carácter preventivo, advirtiendo esta situación y promoviendo la mejor solución técnica para cada caso, evitando que se llegue a afectar el servicio al usuario ante la eventualidad de salida de servicio de una rama de regulación activa.

Para las plantas reguladoras que alimentan con gas a una localidad aislada (instalaciones tipo antena), se considera como capacidad de reserva mínima, a uno o más de un ramal en stand-by con una capacidad total igual a la capacidad de la planta dividida por el número de ramales en servicio (evaluado en el pico máximo de consumo).

Consideraciones y Criterios

Una planta reguladora que alimenta un sistema aislado, tendrá capacidad de reserva cuando prescindiendo del mayor de sus ramales, el o los ramales de reserva puedan suplir a este para que la planta reguladora pueda transferir el caudal máximo requerido.

Periodicidad

El cumplimiento del Indicador por parte de la Licenciataria será permanente, en tanto que la verificación y evaluación final por parte del ENARGAS será anual.

Las Licenciatarias enviarán al ENARGAS, antes del 1º de Febrero de cada año, una planilla registrando el desempeño de las instalaciones a controlar en el transcurso del período anterior.

Esta fecha es considerada plazo de caducidad, por lo que será el último plazo para la recepción de la información que debe enviar la Licenciataria. Vencido dicho plazo, automáticamente y sin intimación alguna, y/o si la Licenciataria no hubiere remitido la información completa, el indicador de capacidad de reserva final será considerado con valor cero.

Toda vez que una Planta Reguladora deje de estar en un Sistema Aislado para estar en un Sistema Ligado, se deberá reflejar el cambio en la actualización de la información en el año inmediato posterior a su interconexión.

A su vez, el ENARGAS podrá requerir la ampliación de la información que las Licenciatarias hayan entregado a fin de cumplir con las pautas establecidas.

Valor de referencia

Según estableció la entonces Resolución ENARGAS N.º 1192/1999, a partir del año 2001 el porcentaje de plantas reguladoras (que alimentan sistemas aislados) con ramal de reserva capaz de alimentar al consumo máximo debe ser el 100%.

Si un Cargador cambiase los volúmenes a ser entregados, implicando un cambio en la condición inicial declarada por la Transportista, o dejara de ser un sistema aislado pasando a ser un sistema vinculado, esta situación deberá ser informada por esta última al ENARGAS para que sea evaluada la procedencia o no de la adecuación del Indicador informado.

Determinación de la Capacidad del Ramal

La determinación de la capacidad de ramales, en esta instancia de evaluación es a fin de dar idea del rango del caudal de gas natural que la instalación puede entregar, esto depende de ciertas variables tanto morfológicas de la válvula reguladora, como operativas y así también de las consideraciones particulares de los fabricantes.

En ese sentido, y a modo de guía, se debe mencionar que existen varios métodos para la determinación de la capacidad de los ramales, uno de ellos es el cálculo por la Ecuación universal para dimensionado en gas (Método tradicional)¹ la cual es:

- 1) Expresada en Radianes:

$$Q_{SCFH} = \sqrt{\frac{520}{G \cdot T}} \cdot c_g \cdot P_1 \cdot \text{seno} \left[\left(\frac{59,64}{c_1} \right) \cdot \left(\sqrt{\frac{\Delta P}{P_1}} \right) \right] \quad (1)$$

- 2) Expresada en Grados sexagesimales:

$$Q_{SCFH} = \sqrt{\frac{520}{G \cdot T}} \cdot c_g \cdot P_1 \cdot \text{seno} \left[\left(\frac{3417}{c_1} \right) \cdot \left(\sqrt{\frac{\Delta P}{P_1}} \right) \right] \quad (2)$$

Donde:

$$Q_{SCFH} = \text{Caudal de gas} / [\text{sfph}] = [\text{Spie}^3/\text{h}]$$

$$\Delta P = \text{Caída de presión, diferencia entre } P_1 \text{ y } P_2 / [\text{psi}] = [\text{lb/pulg}^2]$$

¹ Fuente: Regulator Handbook, de Emerson Process Management - Fisher

P_1 = Presión Absoluta de entrada / [psia] = [lba/pulg²]

G = Gravedad específica del gas

C_1 = C_g/C_v

C_g = Coeficiente dimensional del gas

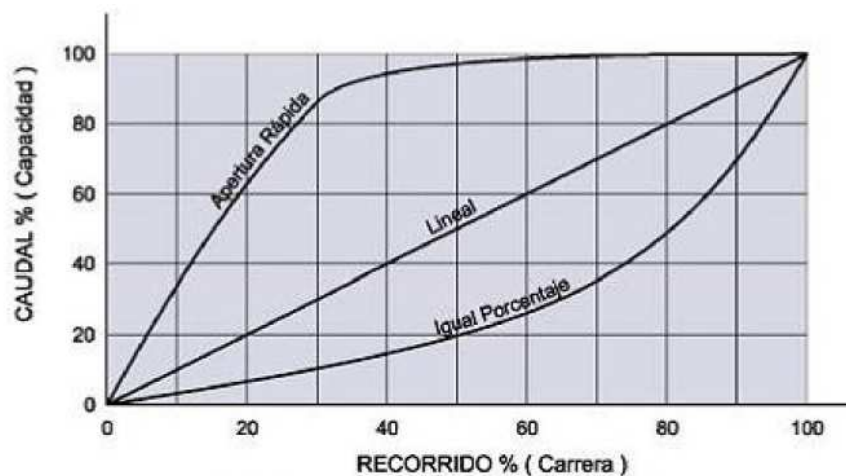
T = Temperatura absoluta del gas a la entrada de la válvula / [°Rankine]

Los coeficientes C_g y C_1 son características inherentes de las válvulas reguladoras, el primero es dimensional de la válvula y el segundo corresponde a la característica de recuperación de la misma. Estos datos son brindados por los fabricantes y varían según el tipo de válvula, el diámetro del orificio de paso y el criterio de su característica de control.

La característica de control es la relación de la apertura de la válvula en función del caudal, esta puede presentar distintas variantes en función del criterio adoptado, las cuales son:

- Igual porcentaje
- Lineal
- Apertura rápida

A continuación, se visualiza un gráfico que representa las características de control, las cuales están en función del porcentaje (%) de apertura versus el % de caudal:



Fuente: Hoja técnica del fabricante Doma estudio técnico S.A.

Otro método de cálculo de caudal para válvulas reguladoras es el "Método Estandarizado", cuyo procedimiento está establecido por el organismo ISA

(*International Society of Automation*), en la norma cuya nomenclatura es ISA 75.01, la misma considera factores de corrección (Geométricos, Crítico/Subcrítico, Expansión) aplicados a fluidos compresibles.

También se podrá considerar para la determinación de la capacidad de reserva los softwares de fabricantes de válvulas reguladoras, como así también ábacos de selección.

Metodología de cálculo Indicador:

Para la determinación del cumplimiento del Indicador de una planta reguladora que alimenta a un sistema aislado, se analizan los valores de caudal máximo y capacidad de reserva declarados por la Licenciataria, los cuales podrán ser auditados.

Este análisis implica corroborar que el o los ramales de reserva sean capaces de transferir el caudal máximo, obteniéndose como resultado un porcentaje de las plantas reguladoras de sistemas aislados cuyos ramales de reserva son capaces de transferir dicho caudal.

Fórmula de cálculo:

$$\text{Indicador OM\#5} = \left(\frac{(P_r - P_r S_r)}{P_r} \right) \cdot 100$$

Donde:

P_r : N.º total de plantas que alimentan un sistema aislado

$P_r S_r$: N.º de plantas que alimentan un sistema aislado sin ramal de reserva

Método de Control

ENARGAS podrá efectuar auditorías a los valores declarados, a la metodología de cálculo utilizada por cada operador para determinar la capacidad de reserva de sus plantas reguladoras, y cualquier otra que resulte aplicable para verificar el permanente cumplimiento del indicador.

Incumplimientos

En el caso de determinarse que existan incumplimientos, es decir, un porcentaje de plantas reguladoras sobre el total que no cumple con el valor de referencia fijado o situaciones en las que la Licenciataria no haya cumplido con los valores de referencia previstos, y respetando las reglas del debido proceso, se aplicaran, de corresponder, las sanciones previstas en el Capítulo X de las Reglas Básicas de su Licencia.

6 – Indicador OM#6 - Tiempo de Respuesta ante Emergencias

Definición

Tiempo máximo en que la Licenciataria deberá restablecer el servicio interrumpido a raíz del inconveniente acaecido, teniendo en cuenta el lapso transcurrido desde el momento en que se produce el hecho y hasta restablecer la continuidad del servicio de transporte de gas.

Objetivo

Impulsar la organización de estructuras acordes que actúen en forma eficiente ante emergencias, dentro de tiempos preestablecidos; mejorar la seguridad del sistema y disminuir el riesgo hacia personas y los bienes involucrados.

Asegurar el efectivo cumplimiento de la obligación establecida en el punto 4.2.2 de las Reglas Básicas de la Licencia de Transporte, estableciendo el alcance del deber de continuidad del servicio antes situaciones de emergencia.

Valor de referencia

Se considerarán dos aspectos: a) el Tiempo de Respuesta Inmediata (TRI) que comprenderá las acciones iniciales y la información a la Autoridad Regulatoria y b) el Tiempo de Restablecimiento del Servicio (TRS) en que se tendrá en cuenta el lapso transcurrido hasta restablecer la continuidad del servicio de transporte de gas.

Tiempo de respuesta inmediata (TRI)

El TRI es el tiempo transcurrido entre que la Licenciataria toma conocimiento del inconveniente y el arribo al lugar del personal responsable de la Licenciataria, para realizar la Acción inmediata, este será inferior a 2 (dos) horas.

Se debe tener en cuenta que en un periodo menor a 2 (dos) horas de haber arribado al sitio del inconveniente deberá ponerse en conocimiento de la Autoridad Regulatoria un informe preliminar de lo acontecido.

Por Acción inmediata se entiende: la intervención sin demora de personal calificado, con el propósito de evaluar y adoptar las medidas de emergencias necesarias.

Por Personal Autorizado se entiende: personal de la Licenciataria o autorizado por esta.

Las emergencias que se tendrán en cuenta para este Indicador son todos los accidentes que se produzcan Se define como accidente lo descrito en la norma NAG 102.

Tiempo de restablecimiento del servicio (TRS)

En este caso se evaluará el tiempo máximo transcurrido desde tomado conocimiento del hecho y hasta que se da continuidad a la prestación del servicio licenciado, sea a través de la solución definitiva del evento o a través de medidas alternativas o provisorias.

	Circunstancias	TRS
NIVEL 1	Terreno transitable	36 hs.
NIVEL 2	Terreno intransitable por razones meteorológicas	3 días
NIVEL 3	Laguna, bañado, ríos y terreno montañoso	6 días

Los TRS tienen incluido el TRI, toda vez que ambos parámetros serán considerados en forma independiente. Estos tiempos no son aplicables para aquellos casos excepcionales tales como el Estrecho de Magallanes, ríos caudalosos, grandes bañados, reservas ecológicas declaradas por autoridad competente y zonas de alta montaña.

Si bien los TRS y los TRI, anteriormente indicados se consideran razonables, en cada caso que superen los mismos las Transportistas expondrán las circunstancias en cada caso, a los efectos de su excepción.

Periodicidad

El cumplimiento del Indicador por parte de la Licenciataria será permanente, en tanto que la evaluación final por parte del ENARGAS será anual.

Incumplimientos

Se considera que existe un incumplimiento cuando se den cualquiera de estas situaciones:

- La Licenciataria no haya enviado un informe preliminar en el término de 2hs de haber arribado al sitio del inconveniente.
- La Licenciataria no haya respondido en los TRI con el arribo al lugar del personal responsable de esta, para realizar la Acción inmediata.
- La Licenciataria se haya excedido en los TRS prefijados.

En tales casos, y respetando las reglas del debido proceso, se aplicarán, de corresponder, las sanciones previstas en el Capítulo X de las Reglas Básicas de su Licencia de Transporte.

Método de Control

Se efectuará mediante el análisis de la información recibida y de las auditorias que se dispongan.

7 – Indicador OM#7 – Uso Racional de la Energía

Definición

Monitoreo de los balances de energía, de las variables que los componen y del gas no contabilizado.

Objetivo

Definir una metodología sistemática para la realización de balances mensuales energéticos de las Licenciatarías de Transporte de gas natural con el fin de conformar una herramienta para la toma de decisiones regulatorias.

Para ello se han considerado los siguientes aspectos de índole regulatorio:

- Evaluar la cantidad de gas administrado por cada Licenciataria a través de un mecanismo que permita agrupar la información necesaria para realizar los balances de ingresos de gas y entregas del mismo.
- Establecer obligaciones de información que permitan conocer las acciones básicas y los aspectos metodológicos llevados a cabo por las Licenciatarías en materia de balances volumétricos y energéticos.
- Conocer los valores mensuales de gas no contabilizado verificados en el sistema.
- Definir procedimientos uniformes de presentación de la información ya que resulta indispensable para cerrar un balance general del Sistema Licenciado de Transporte.

En ese sentido, se propone requerir a las Licenciatarías información respecto de los balances volumétricos con un nivel de apertura mensual y desagregación de sus componentes: Recepciones, Entregas, RTP, variaciones de Line Pack, gas combustible para compresión, venteos, etc., por plantas compresoras y tramos de gasoductos.

Ello, junto con los resultados de cálculo del gas natural no contabilizado por Sistema, permitirá monitorear todas las variables que conforman los balances, incluyendo su evolución en el tiempo, su incidencia en el Sistema, entre otros análisis de interés que surjan de contar con una base estadística de dichas variables.

Definiciones

A los fines de este Indicador, deberán aplicarse las siguientes definiciones:

1. Gas Combustible en Plantas Compresoras: Es el volumen de gas combustible consumido en Plantas Compresoras, destinado a:
 - a. la compresión de gas natural,
 - b. la generación eléctrica,
 - c. otros consumos de la Planta Compresora, entre los que se encuentran el consumo doméstico.
2. Venteos y Quemados en la Planta Compresora: Es el volumen de gas venteado y/o quemado en Plantas compresoras.
3. Gas Pasante PC: Es el volumen de gas medido a la salida de una Planta Compresora.
4. Retención Térmica de Planta: Es la pérdida combinada de volumen de gas y de energía atribuible al procesamiento de gas natural.
5. Tramo: Tramo de gasoducto conforme la segmentación de éste entre Plantas Compresoras.
6. Consumos Propios en Tramos: Es el volumen de gas consumido en los Tramos de gasoducto destinado a:
 - a. El calentamiento de gas natural, en estaciones de regulación de presión y/o medición.
 - b. Generación eléctrica en estaciones de regulación de presión y/o medición, o en termogeneradores para protección catódica.
 - c. Mermas.
 - d. Otros consumos en tramos no incluidos en los puntos anteriores.
7. Venteos y Quemados en tramos: Es el volumen de gas venteado y/o quemado en Tramos sin incluir plantas compresoras.
8. Recepción: Son los volúmenes de gas medidos en los Puntos de Ingreso al Sistema de Transporte donde el gas es recibido por la Transportista.
9. Entrega: Son los volúmenes de gas medidos en los Puntos de Entrega donde el gas es entregado por la Transportista.
10. Sistema: Es el conjunto de todos los gasoductos de la Licenciataria y el sistema de control sobre el que se realiza el Balance Energético General.
11. Diferencia de Line Pack: Es la diferencia de stock existente entre las 6:00hs del día calendario siguiente al del último día operativo (DO) del período considerado y las 6:00hs del primer día del período considerado. A los fines de este indicador, puede estar referida a un gasoducto o Sistema.

12. Gas Utilizado (U): Es la sumatoria de:

- a. Gas Combustible en Plantas Compresoras, de todas las plantas compresoras de un Sistema,
- b. Venteos y Quemados en la Planta Compresora, de todas las plantas compresoras de un Sistema,
- c. Consumos Propios en tramo, de todos los tramos de un Sistema,
- d. Venteos y Quemados en tramo, de todos los tramos de un Sistema.

13. Gas Natural No Contabilizado (GNNC): Se define, para un Sistema, por la siguiente fórmula:

$$\text{GNNC} = \text{R} - (\text{E} + \text{RTP} + \text{DLP} + \text{U})$$

Siendo:

R = suma de todas las Recepciones de todos los tramos del sistema.

E = suma de todas las Entregas de todos los tramos del sistema.

RTP = suma de toda retención térmica de las plantas compresoras del sistema.

DLP = Diferencia de Linepack de todo el sistema.

U = Gas Utilizado en todo el sistema

Mediciones

Las variables anteriormente señaladas serán informadas en los siguientes niveles de agregación (ver Tabla 1):

- primer nivel, por Tramos y Plantas Compresoras
- segundo nivel, por Gasoducto
- tercer nivel, por Sistema

Tabla 1

asociado a:	Planta Compresora				Tramo de Gasoducto			
variable	Gas Combustible PC	Venteos PC	Gas Pasante PC	Retención Térmica de Planta	Consumos Propios en Tramo	Venteos en tramo	Recepciones	Entregas
denominación	gcpc	vpc	gppc	rtp	cpr	vtr	r	e

asociado a:	Gasoducto								
variable	Gas Combustible PC del Gasoducto	Venteos en todas las PC del Gasoducto		Retención Térmica de Planta de todo el gasoducto	Consumos Propios en gasoducto	Venteos en gasoducto	Recepciones en todo el gasoducto	Entregas en todo el gasoducto	Diferencia de Linepack del gasoducto
denominación	GCPCG	VPCG		RTPG	CPRG	VG	RG	EG	DLPG

asociado a:	Sistema								
variable	Gas Combustible PC de todo el Sistema	Venteos en todas las PC de todo el Sistema		Retención Térmica de Planta de todo el Sistema	Consumos Propios en todo el Sistema	Venteos en todos los tramos del Sistema	Recepciones en todo el Sistema	Entregas en todo el Sistema	Diferencia de Linepack del Sistema
denominación	GCPC	VPC		RTP	CPR	V	R	E	DLP

Balances

El Balance Energético General para todo el Sistema de la Licenciataria, será expresado de mediante la ecuación siguiente:

$$GNNC = R - (E+U+DLP+RTP)$$

Siendo:

$$U = GCPC+CPR+VPC+V$$

Información a ser suministrada

Deberá presentarse semestralmente una tabla conformada por registros (filas), según lo siguientes campos (en columnas) que contengan los valores mensuales indicados en la Tabla 2.

Tabla 2

Campo	Descripción / formato	Observaciones
Período	mmm-aa	
Clase	Identifica si el registro se refiere a una Planta Compresora, Tramo, Gasoducto o Sistema	
Identificador	Nombre particular de la Planta Compresora / Tramo / Gasoducto / Sistema	Los Tramos deberán denominarse con la Planta inicial – Planta (o Punto de Entrega) Final
Gas Combustible en Plantas Compresoras	volumen de gcpc	solo se completa si Clase es Planta Compresora
Venteos PC	volumen de vpc	
Gas Pasante PC	volumen de gppc	
rtp	volumen de rtp	
Consumos Propios en Tramo	volumen de cpr	solo se completa si Clase es Tramo
Venteos en tramo	volumen de vtr	
Recepciones	volumen de r	
Entregas	volumen de e	
Diferencia de Linepack en gasoducto	volumen de D LPG	solo se completa si Clase es Gasoducto
Diferencia de Linepack en Sistema (DLP)	Volumen de DLP	solo se completa si Clase es Sistema
Gas Utilizado (U)	$U = GCPC + (VPC + V) + CPR$	
Gas Natural No Contabilizado (GNNC)	$GNNC = R - E - U - DLP - RTP$	
Observaciones	Texto libre para aclaraciones o comentarios	Por ej. Aclarar cuando un volumen es estimado y no medido directamente.

Notas:

Todos los volúmenes de gas natural deberán estar expresados en m³ de 9.300 kcal/m³.

Los valores informados deben ser trazables a los efectos de ser verificados en eventuales auditorías por parte de esta Autoridad.

Periodicidad y Formato de la Información y Presentación

A los fines del cumplimiento de este Indicador, la información con los valores mensuales (según tabla 2) deberá presentarse semestralmente en planilla de cálculo editable, o de acuerdo con el Protocolo Informático que eventualmente se implemente. Su presentación deberá efectivizarse dentro de los treinta (30) días corridos posteriores al semestre a informar.

Asimismo, se podrá solicitar por Nota, la información referida a períodos anteriores a la fecha de emisión de este documento, con los formatos establecidos en este Documento o por el Protocolo Informático que eventualmente se implemente.

INDICADORES DE PROTECCION AMBIENTAL

PA#1 - Indicador Control de la Emisión de Gases Contaminantes

1. Definición del Indicador

Control del volumen de emisión de gases contaminantes como consecuencia de la actividad del transporte y distribución de gas natural y evaluación del impacto sobre la calidad del aire.

2. Definiciones y Siglas

Equipamiento existente: todo aquel que se haya encontrado en servicio antes del 6 de septiembre de 1999.

Equipamiento a ser instalado: aquel incorporado al servicio con posterioridad al 6 de septiembre de 1999.

Contaminantes: los gases contaminantes a ser considerados son: NO_x (óxidos de nitrógeno expresados como NO₂), CO (monóxido de carbono).

USEPA: Agencia de Protección Ambiental de los Estados Unidos.

Máquinas: compresores y generadores afectados al sistema de transporte y distribución de gas natural.

3. Objetivo

El objetivo del presente indicador es promover la protección del ambiente, incluida la salud de la comunidad, mediante el control de la emisión de gases contaminantes provenientes de compresores y generadores, a través de métodos y uso de tecnologías que minimicen la contaminación de la atmósfera.

4. Metodología

Las empresas, a fin de dar cumplimiento a los objetivos previstos para este indicador deberán, como mínimo, llevar a cabo las siguientes actividades:

- Medición de las emisiones en los escapes de las máquinas (compresores y generadores).
- Aplicación de modelos de dispersión / difusión.
- Comparación de los resultados de las emisiones en los escapes de máquinas con los estándares de emisión y de calidad de aire establecidos por la USEPA.

- Evaluación de las excedencias en función de las normas de calidad de aire establecidas por la USEPA y otras a nivel provincial o nacional aplicables, la que sea más restrictiva entre ellas.
- Presentar un plan para llevar a cabo medidas de mitigación, de acuerdo con lo determinado con el punto anterior.

El ENARGAS adopta como métodos válidos para la ejecución de las mediciones de los contaminantes presentes en los gases emitidos a la atmósfera provenientes de los escapes de las máquinas para compresión de gas natural o generación eléctrica en plantas compresoras, los procedimientos determinados por la USEPA - 40 CRF pt. 60 App A, que a continuación se describen:

- Método 1 para la determinación de los puntos de muestreo.
- Método 2 para la determinación de velocidades y caudales en conductos
- Método 3 para la determinación del peso molecular del gas.
- Método 4 para la determinación de humedad.
- Método 7 para la determinación de óxidos de nitrógeno.
- Método 10 para la determinación de monóxido de carbono.

Todos los equipos de medición deberán ser calibrados, debiendo utilizarse gases patrones aprobados por la USEPA, de los cuales se debe adjuntar certificado de vigencia de la calibración.

Los valores de los contaminantes obtenidos en las mediciones se deben llevar a condiciones normales, entendiéndose como tales:

Presión: 760 mmHg o 1013,3 milibares

Temperatura: 0 °C

Tenor de oxígeno: 15% en caso de turbinas a gas o motores que funcionen con aire de barrido.

5% en el resto de los equipos

Los valores deberán ser expresados en mg/m³N, ppm y en g/HP.hora.

Como durante la combustión se trabaja con distintos excesos de aire, lo que se traduce en variaciones en la concentración de oxígeno, es necesario aplicar la siguiente ecuación de ajuste a condiciones normales:

$$VN = \frac{21 - \text{tenor de O}_2 \times V}{21 - \text{O}_2 \text{ medido}}$$

siendo: VN: valor normalizado

V: valor medido

Las determinaciones a efectuar serán tres como mínimo, cada vez que se realice la medición, en cada conducto y para cada parámetro que corresponda medir. En aquellos casos en que se utilicen equipos multiparámetros de medición simultánea, cada medición de las variables en conjunto será considerada como una determinación.

Todas las determinaciones deberán ser suscriptas por un profesional matriculado con incumbencias y antecedentes en la materia, y realizarse con equipamientos que cumplan con los requisitos de los métodos de medición, que cuenten con los correspondientes certificados de calibración actualizados y con un procedimiento de calibración.

5. Máquinas sujetas a medición y periodicidad de mediciones

Las máquinas sujetas a medición de gases de combustión serán todas aquellas que se hayan puesto en funcionamiento por más de quinientas (500) horas durante el período de control que estará comprendido entre el 1º de mayo y el 30 de septiembre de cada año.

Las máquinas mencionadas en el párrafo anterior deberán contar como mínimo con una medición de referencia, según la metodología indicada, al finalizar el período de control.

En aquellos casos, donde la cantidad de horas de funcionamiento haya sido inferior a 500, a los efectos de contabilizar la emisión, se considerará la aplicación de estudios anteriores o parámetros intervinientes en máquinas similares de la misma empresa.

Para los casos en que se detecten riesgos ambientales o que de la ejecución de modelos de dispersión se desprenda la probabilidad de producir daños a la salud, en función de infraestructura o características del medio próximo a las plantas, se deberá iniciar dentro de los 30 días de la detección de tales anomalías, los planes que conduzcan a definir las medidas de adecuación o mitigación que correspondiera ejecutar. Posteriormente, y una vez finalizadas las adecuaciones pertinentes, se deberá medir nuevamente las máquinas en cuestión en los plazos que hubiere indicado el plan de mitigación correspondiente.

Todas las hojas de los informes que se confeccionaren al efecto, deberán estar firmadas por el responsable en materia de protección ambiental de la empresa y deberán estar a disposición

El informe de mediciones de los gases de escape de cada máquina y los informes de los modelos de difusión y análisis de muestras de aire —en caso de corresponder—, deberán ser presentados antes del 30 de enero próximo al año cumplido.

7. Máximos de NO_x permitidos para Gases de Combustión

A los efectos del presente indicador se fija como máximo límite de NO_x en aquellos equipos a ser instalados, la cantidad de 143,5 mg/m³N (70 ppm) en caso de turbocompresores; de 1,5 g/HP.h en el caso de motocompresores, y de 450 mg/m³N para motogeneradores.

8. Modelos de Difusión

Los datos de los gases de combustión deberán ser evaluados por modelos de dispersión simple considerando la peor situación, es decir, la operación simultánea de todas las máquinas posibles afectadas a la operación de transporte, excluidos los generadores de reserva. De ser necesario y si los datos revelaran riesgos para la calidad del aire, se ejecutarán modelos complejos, teniendo en cuenta la simultaneidad real de máquinas por planta.

Si luego de ejecutarse estos modelos se evidenciara riesgo para la calidad de aire, deberá preverse la toma y análisis de muestras de aire en los alrededores de la planta. El número y la ubicación de los sitios de muestreo para calidad del aire deberá ser definido por el equipo técnico responsable.

Previo a la instalación de nuevos equipos, la empresa deberá presentar al ENARGAS un estudio acerca del impacto previsto en la calidad del aire, basado en un modelo de difusión que permita evaluar el medio circundante. En caso de excedencia, tomando como referencia los estándares fijados por la USEPA, calculados a 25°C y 1 atm de presión, se deberá adecuar al necesario (más restrictivo), para obtener valores satisfactorios de calidad del aire.

Si de las evaluaciones anteriores no resultaran riesgos para la calidad del aire, en mediciones posteriores sólo se verificará que las concentraciones de contaminantes en los escapes no superen los inicialmente medidos y que las horas de uso en función de las potencias no superen a las mediciones anteriores, debiendo verificar esta situación en cada máquina.

9. Implementación del sistema

Todas las máquinas, sin excepción, que operen en el período de control deben tener las adecuaciones de chimenea necesarias a los efectos de que las mediciones previstas sean realizadas según las metodologías indicadas.

10. Indicador y grado de cumplimiento a alcanzar.

A tales fines, se evaluarán los siguientes índices:

10.1 Índice de Acciones llevadas a cabo (IA)

Se define lo siguiente:

$$IA = 0,7 \times T_1 + 0,1 \times T_2 + 0,1 \times T_3 + 0,1 \times T_4$$

IA: Índice de Acciones llevadas a cabo

T₁: Término relacionado con la toma de mediciones

T₂: Término relacionado con la realización de los modelos simples

T₃: Término relacionado con la realización de los modelos complejos

T₄: Término relacionado con la realización de las mediciones de calidad de aire

Los términos T₂, T₃ y T₄ se darán por cumplidos si no es necesaria su ejecución, según lo indicado para cada uno de ellos. Por ejemplo, si no fuera necesario realizar mediciones de calidad de aire, se tomará T₄=1.

A continuación, se define cada uno de los términos, a saber:

T₁: Término relacionado con la toma de mediciones de emisión

$$T_1 = \left[\frac{NME}{TMO} \right] \times 100$$

donde: NME = Número de mediciones efectuada en chimeneas

TMO = Total de mediciones obligatorias según el número de máquinas que hayan operado en el período de control, de acuerdo con el punto 5.

T₂: Término relacionado con la realización de los modelos simples

$$T_{2.} = \left[\frac{N_1}{N_T} \right] \times 100$$

donde: N₁ = Número de plantas sobre las que se realizó un modelo simple.

N_T = Número total de plantas sobre las que es necesario realizar un modelo simple.

Nota: La necesidad de realizar un modelo simple surge de la comparativa de las mediciones obtenidas con las del año anterior. Si excede, corresponde.

T₃: Término relacionado con la realización de los modelos complejos

$$T_{3.} = \left[\frac{S_1}{S_T} \right] \times 100$$

donde: S₁ = Número de plantas sobre las que se realizó un modelo complejo.

S_T = Número total de plantas sobre las que es necesario realizar un modelo complejo.

Nota: La necesidad de realizar un modelo complejo surge de los resultados del modelo simple. Si no cumple, corresponde de un modelo complejo.

T₄: Término relacionado con la realización de las mediciones de calidad de aire

$$T_{4.} = \left[\frac{H_1}{H_T} \right] \times 100$$

donde: H₁ = Número de plantas sobre las que en los alrededores se realizaron mediciones de calidad de aire.

H_T = Número total de plantas sobre las que es necesario realizar en los alrededores mediciones de calidad de aire.

Nota 1: La necesidad de realizar mediciones de calidad del aire en los alrededores surge de los resultados del modelo complejo. Si no cumple, corresponde realizar mediciones de calidad del aire.

Nota 2: Dado que la evaluación en cuestión, puede extenderse más allá del período anual de evaluación, esta etapa podrá desarrollarse en varias campañas de medición según sea necesario para determinar con certeza la afectación causada, independientemente de la calificación alcanzada por la Licenciataria.

10.2 Índice de Comportamiento de la Licenciataria

De las acciones llevadas a cabo se evaluará la siguiente relación:

$$I.C. = \left[\frac{P_B}{P_T} \right] \times 100$$

donde: IC = Índice de Comportamiento de la Licenciataria

P_B = Número de plantas que cumplen con la normativa vigente.

P_T = Cantidad de plantas de la Licenciataria.

10.3 Cumplimiento a ser alcanzado por la Licenciataria

En atención a lo definido en 10.1 y 10.2, la Licenciataria deberá alcanzar el siguiente valor:

$$IT = (0,5 \times IA + 0,5 \times IC) = 100\%$$

Donde: IT = Índice de Totalización

IA = Índice de Acciones llevadas a cabo

IC = Índice de Comportamiento

PA#2 - Ruidos en Plantas Reguladoras

Definición

Nivel de Ruido en Plantas de Regulación de Presión.

Objetivo

Limitar la contaminación sonora, adecuando las instalaciones para lograr niveles aceptables de ruido en plantas de regulación de presión.

Valor de referencia

Se tomarán como valores de referencia a aplicarse al 100% de los casos, los siguientes:

Exterior zona residencial (pobladas o semipobladas) diurno: 55 dB (A)

Exterior zona residencial (pobladas o semipobladas) nocturno: 45 dB (A)

Estos valores se deberán verificar desde el punto más próximo de la vivienda más cercana a la planta reguladora.

En caso de existir en la localidad de emplazamiento de la planta, normas Municipales o Provinciales que regulen en materia de contaminación sonora, el Prestador deberá cumplir con la mayor exigencia que surja entre éstas y los valores fijados ut supra.

Para la medición y calificación de los ruidos se tendrá en cuenta la norma IRAM 4062. La medición de los ruidos se hará en escala dB (A) lenta en Leq, con un medidor de nivel sonoro integrador, capaz de medir el intervalo de 30 a 120 dB (A), el cual deberá poseer un certificado de calibración homologado por el Instituto Nacional de Tecnología Industrial u otro organismo de certificación reconocido a tal fin. Las determinaciones del nivel sonoro continuo equivalente se deberán obtener con mediciones de 5 minutos de duración (Para casos especiales se podrá medir de 5 a 10 minutos).

De existir ruido de fondo en el lugar donde se debe efectuar la medición y éste no pueda ser determinado, el mismo podrá ser estimado tomando los niveles sonoros equivalentes en dos puntos a 100 metros de la planta de regulación, uno arriba y otro abajo en la dirección de la calle más transitada, las duraciones de las mediciones deben ser iguales, evitando medir fuentes puntuales, el valor de ruido de fondo estimado resultará como el promedio de las dos determinaciones.

En el caso de obtener valores mayores a los indicados como máximos, y si la diferencia con el ruido de fondo supera los 8 db (A) se considerará que la planta no cumple con el indicador.

Sin perjuicio de los valores de referencia antes establecidos, los que serán tenidos en cuenta al momento de la consideración de los incumplimientos susceptibles de penalización, las nuevas instalaciones deberán, en todos los casos, respetar los valores establecidos en la norma NAG - 148 "Condiciones de Seguridad para la Ubicación e Instalación de Estaciones de Separación y Medición y Estaciones Reductoras de Presión"

Incumplimientos

En el caso de determinarse que existan incumplimientos, es decir, alguna planta reguladora que no cumple con el valor de referencia fijado, y respetando las reglas del debido proceso, se aplicarán, de corresponder, las sanciones previstas en el Capítulo X de las Reglas Básicas de su Licencia de Transporte.

En el mismo acto se exigirá la corrección de la anomalía detectada, para lo cual se fijará un plazo que será definido por esta Autoridad y se establecerá un valor a la multa diaria a ser aplicada de persistir el incumplimiento, una vez vencido el plazo antes mencionado.

Periodicidad

El cumplimiento del Indicador debe ser permanente. Las Licenciatarias deberán informar los valores obtenidos de las mediciones, efectuadas durante operaciones rutinarias de mantenimiento, al final de cada período anual. La frecuencia con que las mediciones deben ser realizadas es una cada mes durante el "Período Invernal" (del 1º de mayo al 30 de septiembre) y una determinación el resto del año. El 50% de las mediciones, como mínimo, deberá efectuarse en horario nocturno.

El número de determinaciones que deberán efectuar anualmente los prestadores podrá reducirse a la mitad (dos en el período invernal y otra el resto del año), en el caso de haberse verificado durante el período de evaluación anual anterior, que el nivel alcanzado supera el 95%. Esta disminución de la frecuencia será aplicable solamente a las plantas que hayan cumplido con el indicador.

Método de Control

El ENARGAS podrá realizar auditorías por muestreo para verificar el cumplimiento del Indicador.

Las Licenciatarias deberán demostrar a través de sus registros que los valores de ruido medidos, en ninguna circunstancia han sobrepasado el valor límite de referencia.

Especificaciones adicionales y forma de presentación

Las transportistas deberán remitir la información de las curvas isosónicas de la estación en plano a escala, indicando el/los asentamiento/s cercano/s.

La Transportista deberá indicar las fechas de toma de las mediciones. Las mediciones deberán ser efectuadas sobre todas aquellas estaciones que dentro de un radio de 1.000 m. tengan algún asentamiento poblacional.

En caso de incumplimiento de la normativa vigente deberá informar los trabajos necesarios para mitigar los efectos, para el año en curso.

Además de la información solicitada, los datos resumen deberán presentarse en planilla Excel de acuerdo al siguiente formato (soporte magnético incluido).

Estación	Distancia al asentamiento	Tipo de asentamiento	Decibeles medidos en el perímetro del asentamiento	Fecha de la medición	Equipo	Cumple	Acción correctiva

PA#3 - Ruidos en Plantas Compresoras

Definición

Nivel de Ruido en Plantas Compresoras.

Objetivo

Verificar el cumplimiento de la normativa aplicable que tiende a minimizar el impacto sonoro de este tipo de instalaciones

Valor de referencia

Los valores de referencia serán los indicados en la norma NAG 126 "Normas Mínimas de Seguridad en Plantas Compresoras de Gas Natural".

Incumplimientos

En el caso de determinarse que existan incumplimientos, es decir, alguna planta compresora que no cumple con el valor de referencia fijado, y respetando las reglas del debido proceso, se aplicarán, de corresponder, las sanciones previstas en el Capítulo X de las Reglas Básicas de su Licencia de Transporte.

En el mismo acto se exigirá la corrección de la anomalía detectada, para lo cual se fijará un plazo que será definido por esta Autoridad y se establecerá un valor a la multa diaria a ser aplicada de persistir el incumplimiento, una vez vencido el plazo antes mencionado.

Periodicidad

El cumplimiento del Indicador debe ser permanente.

Método de Control

El ENARGAS podrá realizar auditorías por muestreo para verificar el cumplimiento del Indicador.

Las Licenciatarias deberán demostrar a través de sus registros que los valores de ruido medidos, en ninguna circunstancia han sobrepasado el valor límite de referencia estipulados en la norma NAG 126 "Normas Mínimas de Seguridad en Plantas Compresoras de Gas Natural".



República Argentina - Poder Ejecutivo Nacional
2019 - Año de la Exportación

Hoja Adicional de Firmas
Anexo firma conjunta

Número:

Referencia: EX-2018-59708651-APN-GAL#ENARGAS - ANEXO IV.

El documento fue importado por el sistema GEDO con un total de 53 pagina/s.