



**ENARGAS**

ENTE NACIONAL REGULADOR DEL GAS

---

**PROGRAMA DE ESTÍMULO A LA**  
**INYECCIÓN EXCEDENTE DE GAS NATURAL**

**INFORME DE AUDITORÍA INTERNA N° 395**

---

*Unidad de Auditoría Interna*



PROGRAMA DE ESTÍMULO A LA  
INYECCIÓN EXCEDENTE DE GAS NATURAL

**A.- OBJETO**

Verificar las acciones llevadas a cabo por el ENARGAS, en su carácter de “Unidad de Gestión Técnico Operativa” del “Programa de Estímulo a la Inyección Excedente de Gas Natural” y del “Programa de Estímulo a la Inyección Excedente de Gas Natural para empresas con Inyección Reducida”, creados por las Resoluciones Nros. 1/2013 y 3/2013 de la ex “Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas”.

**B.- ALCANCE**

Para el desarrollo del presente trabajo se tuvieron en cuenta los procedimientos implementados por el ENARGAS, en su carácter de “Unidad de Gestión Técnico Operativa” (Unidad), para llevar a cabo las acciones de control establecidas en el marco de los citados Programas, conforme la metodología establecida en el “Reglamento General del Programa de Estímulo a la Inyección Excedente de Gas Natural”, aprobado por Resolución CPYCEPNIH N° 3/2013, sus complementarias y modificatorias.

Considerando lo dispuesto en el Apartado 4.c) del citado Reglamento, se relevaron los procedimientos llevados a cabo por la “Unidad de Gestión Técnico Operativa” para verificar:

- la correspondencia entre los volúmenes reales de inyección en los Puntos de Ingreso al Sistema de Transporte (PIST/D) con los volúmenes de inyección declarados por cada empresa beneficiaria del Programa,
- el cálculo de la Inyección Total, considerando la información remitida por la ex Secretaría de Energía (inyecciones en los Puntos de Medición de Gas - PMG) y su correspondencia con la declarada por cada Empresa Beneficiaria, y
- el cumplimiento o incumplimiento de cada Empresa Beneficiaria respecto al aumento de producción comprometido.

Al respecto, se relevaron las acciones desarrolladas por la Unidad, considerando las presentaciones relativas a inyecciones de Gas Natural declaradas para el año 2015, por cada una de las Empresas Beneficiarias incluidas en la muestra seleccionada.

*[Handwritten signature]*



En ese sentido, se consideraron tanto las acciones llevadas a cabo para realizar las verificaciones, como la emisión y remisión, en término, de los Informes requeridos a la Unidad.

Asimismo, se tuvieron en cuenta las comunicaciones establecidas con la ex Secretaría de Energía, la ex “Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas”, la Secretaría Administrativa del Programa y la actual Secretaría de Recursos Hidrocarburíferos, dependiente del Ministerio de Energía y Minería.

### **B.1.- Trabajo Realizado**

En respuesta al requerimiento efectuado a la Gerencia de Transmisión (Memo UAI N° 76/2016), mediante Memo GT N° 39/2016 (28/Oct/16) se remitió a esta UAI información respecto de las actividades desplegadas por el Ente en el marco del “Programa de Estímulo a la Inyección Excedente de Gas Natural” y del “Programa de Estímulo a la Inyección Excedente de Gas Natural para empresas con Inyección Reducida”, creados por las Resoluciones Nros. 1/2013 y 3/2013 de la ex Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas.

En ese sentido, y con relación a las actividades desarrolladas durante el ejercicio 2015, la GT informó respecto de:

- procedimientos implementados para el desarrollo de las tareas de control encomendadas al ENARGAS, en el marco de los citados Programas;
- registros y aplicativos informáticos empleados para el seguimiento de las actividades desplegadas en la materia;
- Informes Técnicos intergerenciales elaborados por el ENARGAS durante el 2015, en su rol de “Unidad de Gestión Técnico Operativa”;
- expedientes iniciados para el seguimiento y tratamiento de las presentaciones efectuadas en el marco de los citados Programas.

En función del universo de expedientes iniciados, y considerando que durante el periodo relevado existían en total veinticuatro (24) Empresas Beneficiarias de ambos Programas, se seleccionó una muestra al azar de cuatro (4) expedientes, lo que representa un 16,67% del universo considerado. En la muestra se incluyeron dos (2) expedientes correspondientes a cada uno de los Programas. Son ellos:

Expte. N°	Empresa Beneficiaria	Programa
21.912	YPF S.A.	Plan Gas I
22.993	GLACCO COMPAÑIA PETROLERA S.A.	
24.549	TECPETROL S.A.	Plan Gas II
25.726	METRO HOLDING S.A.	



Respecto de la muestra seleccionada, se relevaron las acciones desarrolladas por el Ente, en su carácter de Unidad de Gestión Técnico Operativa, considerándose las presentaciones relativas a inyecciones declaradas para el 2015, por cada una de las Empresas Beneficiarias incluidas en la muestra. Al respecto, se constataron las verificaciones realizadas por la Unidad y la emisión de los correspondientes Informes Técnicos. Finalmente, se tuvieron en cuenta las comunicaciones mantenidas con los restantes actores de la operatoria, conforme lo establecido en el Reglamento de los Programas.

Asimismo, se mantuvieron entrevistas no estructuradas con el personal de la Gerencia de Transmisión abocado a las tareas de control y se efectuaron consultas a la Mesa de Entradas y al Departamento de Tecnología de la Información con relación a la temática relevada.

Las tareas de campo se llevaron a cabo entre los meses de Octubre y Diciembre de 2016.

### **B.2.- Antecedentes y Marco Normativo**

Mediante el Decreto N° 1277/2012, se reglamentó la Ley N° 26.741 de Soberanía Hidrocarburífera, aprobándose el “Reglamento del Régimen de Soberanía Hidrocarburífera de la República Argentina”.

Por dicha norma, se creó la ex “Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas”<sup>1</sup> (en adelante la “Comisión”), en la órbita de la Secretaría de Política Económica y Planificación del Desarrollo dependiente del Ministerio de Economía y Finanzas Públicas, integrada por representantes de la citada Secretaría, de la Secretaría de Energía del Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios y de la Secretaría de Comercio Interior del Ministerio de Economía y Finanzas Públicas.

En el ámbito de dicha Comisión se creó el “Registro Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas”, estableciéndose que los sujetos que realicen actividades de exploración, explotación, refinanciación, transporte y comercialización de hidrocarburos y combustibles deberán estar inscriptos en el citado registro, como requisito indispensable para el desarrollo de su actividad en todo el territorio nacional.

Cabe señalar que en el art. 13° de la Resolución CPyCEPNIH N° 1/2012 se establece que, para el ejercicio de las competencias definidas en el “Reglamento de la Comisión” y la implementación de sus decisiones, la Comisión

<sup>1</sup> Por art. 1° del Decreto N° 272/2015 (B.O. 04/Ene/16) se disolvió la Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas que fuera creada por art. 2° del Anexo I del Decreto N° 1277/2012.

En el art. 3° del citado Decreto se establece que las competencias asignadas a la Comisión, que no correspondan a normas derogadas por el art. 2°, serán ejercidas por el Ministerio de Energía y Minería o los Organismos que dentro de su ámbito se determinen, en su carácter de Autoridad de Aplicación de la Ley N° 17.319 y con el alcance establecido en la Ley N° 26.197.



*Ente Nacional Regulador del Gas*

podrá solicitar asistencia y colaboración de las Secretarías que la integran, en el ámbito de sus respectivas competencias.

Mediante Resolución CPyCEPNIH N° 1/2013, se crea el “Programa de Estímulo a la Inyección Excedente de Gas Natural” (en adelante el “Programa” o “Plan Gas I”).

Luego por Resolución CPyCEPNIH N° 3/2013 se aprueba el “Reglamento General del Programa de Estímulo a la Inyección excedente de Gas Natural”, designándose al ENARGAS como “Unidad de Gestión Técnico Operativa” (en adelante la “Unidad”), conforme lo dispuesto en el Inciso 2.4 del ANEXO I de la citada Resolución.

Posteriormente, mediante la Resolución CPyCEPNIH N° 8/2013 (04/Jul/13), se contempla y establece el procedimiento de pedidos de compensaciones provisorias por parte de las Empresas Beneficiarias del Programa (vigente hasta el 31/Dic/13).

Luego, a fin de dotar de mayor agilidad y celeridad al régimen de compensaciones previsto por el Programa, mediante el dictado de la Resolución CPyCEPNIH N° 66/2013 se efectuaron diversas modificaciones al Reglamento, aprobado por Resolución N° 3/2013 de la Comisión.

Posteriormente, con el dictado de la Resolución CPyCEPNIH N° 138/2014 se introdujeron modificaciones al inciso iii) del apartado 5) del punto I. “Definiciones”, del Anexo de la Resolución N° 1/2013 de la Comisión, y se estableció un nuevo plazo de 30 días para que las Empresas Beneficiarias, que aún no lo hubieran hecho, instalen los medidores fiscales correspondientes, a fin de calcular las inyecciones previas al PIST.

Mediante la Resolución CPyCEPNIH N° 60/2013 se crea el “Programa de Estímulo a la Inyección Excedente de Gas Natural para empresas con Inyección Reducida” (en adelante el “Programa” o “Plan Gas II”), estableciendo funciones para el ENARGAS, análogas a las del Plan Gas I.

Dicha norma fue reglamentada mediante la Resolución N° 83/2013 y luego modificada mediante Resoluciones N° 22/2014 y N° 139/2014, ambas de la Comisión, mediante las que se prorrogó el plazo y se amplió el alcance del Programa.

Cabe aquí señalar que, en atención a los cambios de competencias introducidos en la Ley de Ministerios, mediante el dictado del Decreto N° 272/2015 se disolvió la Comisión creada por el “Reglamento del Régimen de Soberanía Hidrocarburífera de la República Argentina” (aprobado como Anexo I del Decreto N° 1277/12). Asimismo, se derogaron diversos artículos del Reglamento, disponiéndose que las competencias asignadas a la Comisión que no correspondan a normas derogadas, serán ejercidas por el actual Ministerio de Energía y Minería

*[Handwritten signature]*



(MEyM), o los Organismos que dentro de su ámbito se determinen, en su carácter de Autoridad de Aplicación de la Ley N° 17.319 y con el alcance establecido en la Ley N° 26.197. Asimismo, se estableció que el MEyM efectuará una revisión y ordenamiento integral de las normas de su competencia referidas a la creación de registros y deberes de información en la industria de hidrocarburos, los que continuarán vigentes, en tanto no se encuentren alcanzadas por la derogación dispuesta en el Art. 2º, o por el reordenamiento que se disponga. Los actos emitidos por la Comisión, en el ejercicio de sus competencias, conservarán su vigencia hasta tanto no se disponga lo contrario en forma expresa por resolución del MEyM.

Finalmente, con el dictado de la Resolución MEyM N° 47/2016 se delegó en la Secretaría de Recursos Hidrocarburíferos, dependiente del Ministerio de Energía y Minería, entender en la implementación de ambos Programas de Estímulo a la Inyección de Gas Natural (Resoluciones N° 1/2013 y N° 60/2013 de la ex Comisión). Asimismo, se autorizó a realizar las delegaciones que se estimen necesarias en los Subsecretarios con dependencia funcional del área.

### **B.3.- Definiciones**

Empresa Beneficiaria: aquella empresa cuyo Proyecto de Aumento de la Inyección Total de Gas Natural hubiere sido aprobado por la Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas, e incluido en el “Programa de Estímulo a la Inyección Excedente de Gas Natural” o en el “Programa de Estímulo a la Inyección Excedente de Gas Natural para empresas con Inyección Reducida”.

Comisión: se entiende por tal a la ex “Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas” creada por Decreto N° 1277/2012.

Unidad de Gestión Técnico Operativa: es el Ente Nacional Regulador del Gas (ENARGAS).

PIST/D: Puntos de ingreso a los Sistemas de Transporte de Gas Natural (operados por TGN S.A. y por TGS S.A.) y a los Gasoductos de Distribución/SDB.

Inyección Base: volúmenes de Gas Natural teóricos, propuestos en los “Proyectos de Aumento de la Inyección Total de Gas Natural” como punto de partida para el cálculo de los deberes de inyección excedente asumidos por las Empresas Beneficiarias.

Inyección Base Ajustada: Inyección Base, ajustada de acuerdo a una tasa de declino, que será calculada por cada Empresa Beneficiaria en MMm<sup>3</sup>/d para el período, propuesto en sus respectivos “Proyectos de Aumento de la Inyección Total de Gas Natural”, sujeta a verificación y aprobación de la Comisión.



*Ente Nacional Regulador del Gas*

Inyección Excedente: Gas Natural inyectado por la Empresa Beneficiaria en cada mes de vigencia del Programa, para su comercialización en el mercado interno, por encima de la Inyección Base Ajustada.

Inyección Total: suma de la Inyección Base más la Inyección Excedente, es decir la totalidad del Gas Natural inyectado por parte de una Empresa Beneficiaria para consumos del mercado interno, en:

- (i) algún PIST/D (regulados por ENARGAS),
- (ii) previo al PIST/D, el Gas Natural inyectado por parte de una empresa que tenga medición fiscal aprobada por la ex Secretaría de Energía y ENARGAS,
- (iii) inyecciones previas al PIST, que no cuenten con medición fiscal aprobada, para lo cual la Empresa Beneficiaria deberá enviar una DJ mensual con la información de respaldo y deberá arbitrar los medios para que en un plazo no mayor a 30 días a la fecha de aprobación del beneficio cuente con medición fiscal aprobada por la ex SE y ENARGAS para seguir siendo computada en el cálculo de Inyección Total.

Compensación por la Inyección Excedente: monto que las Empresas Beneficiarias recibirán por millón de BTU, por todo volumen que supere su Inyección Base Ajustada.

### C.- COMENTARIOS, OBSERVACIONES Y RECOMENDACIONES

El “Programa de Estímulo a la Inyección Excedente de Gas Natural” (Plan Gas I) y el “Programa de Estímulo a la Inyección Excedente de Gas Natural para empresas con Inyección Reducida” (Plan Gas II), ambos creados en el 2013 por la “Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas”, establecen un sistema de compensación económica a las Empresas Beneficiarias, que alcancen cierto nivel de producción de gas natural, conforme los compromisos de inyección total, previamente aprobados por la citada Comisión.

La Gerencia de Transmisión lleva dos expedientes “madre” en los que se agrega la documental, de orden general, relacionada con los Programas objeto de análisis, a saber:

- Expte. N° 20.960 - “Acuerdo para el Incremento de la Inyección de Gas Natural”: incluye las diversas actuaciones relacionadas con el Plan Gas, notas y actuaciones de orden general, Protocolos informáticos y, en su caso, los acuerdos con las Empresas Beneficiarias que fueran comunicados al Ente por la ex Comisión.
- Expte. N° 22.808 - “Formularios de Volúmenes de Gas Natural Inyectados en PIST/D/SDB. SAD”: se archivan aquí los formularios resumen mediante los cuales las Licenciatarias y SDB comunican y/o rectifican (previa habilitación por parte del Ente), en carácter de declaración jurada, los volúmenes de Gas



Natural inyectados por cada Productor en los PIST/D, conforme lo informado a través del “Sistema Automático de Remisión Informática” (SARI).

Asimismo, las presentaciones efectuadas por los Productores de Gas Natural solicitando compensaciones a la Comisión (en el marco de los acuerdos de incremento de inyección de Gas Natural) y la intervención del ENARGAS, en su carácter de Unidad de Gestión Técnico Operativa de los citados Programas, es agregada en expedientes iniciados al efecto, uno por cada Empresa Beneficiaria.

Conforme lo informado por la Gerencia de Transmisión, al momento del relevamiento, se habían aprobado Proyectos de Aumento de Inyección de Gas Natural a un total de diez (10) Empresas Beneficiarias en el marco del “Programa de Estímulo a la Inyección Excedente de Gas Natural”. Asimismo, otras catorce (14) empresas suscribieron acuerdos en el marco del “Programa de Estímulo a la Inyección de Gas Natural para Empresas con Inyección Reducida”.

Las presentaciones efectuadas por las Empresas Beneficiarias, los Informes Técnicos elaborados por el Ente, en su carácter de “Unidad de Gestión Técnico Operativa” y las elevaciones efectuadas a fin de informar respecto del cumplimiento de los acuerdos de aumento de Inyección de Gas Natural, en el marco de los citados Programas, son agregadas a los Expedientes iniciados para cada una de las Empresas Beneficiarias (detallados en el ANEXO I del presente Informe).

A continuación, se enuncian los comentarios, observaciones y recomendaciones que, a juicio de esta UAI, resultan más relevantes de acuerdo a los elementos de juicio obtenidos durante el desarrollo de las tareas.

### **C.1.- Reglamento del Programa - Procedimiento**

A continuación, se resume el procedimiento establecido en los Reglamentos de los Programas objeto del presente Informe:

- Durante la vigencia de su inscripción en el Programa, cada EB presentará mensualmente ante la Comisión (dentro de los 30 ó 45 días posteriores al último día hábil del período bajo análisis, para el Plan Gas I y II, respectivamente) una DJ de sus Ventas, detallando:
  - i. “Inyección total” entregada a cada segmento de la demanda,
  - ii. Precio promedio ponderado de venta,
  - iii. Contratos y/o facturas comerciales correspondientes al Volúmen de Gas Natural comercializado,
  - iv. Demás documentación que acredite la veracidad y exactitud de la información suministrada.
- La información se presentará ante la Secretaría Administrativa de la Comisión de la siguiente forma:
  - A. 1 ejemplar impreso y 1 digital (ítems i, ii, iii y iv)

*[Handwritten signature]*





- B. 1 ejemplar impreso y 1 digital (ítem i)
- C. 2 ejemplares impresos y 2 digitales (ítems ii, iii y iv)
- Si es presentada fuera de término, la EB deberá justificar la demora y podrá presentarla en el período siguiente, sin derecho a exigir el cumplimiento de los plazos para ese mes.
- La Comisión remitirá la documentación en un plazo de 3 días hábiles a:
  - B. la Unidad de Gestión Técnico Operativa (ENARGAS),
  - C. un ejemplar a la Unidad de Seguimiento y Control y otro a la SE.
- Podrán requerirse a la EB, a través de la Secretaría Administrativa, las aclaraciones y/o correcciones que se estimen pertinentes.
- Con relación a los volúmenes inyectados y declarados por cada EB, de cada período mensual, la Unidad procederá a corroborar la veracidad de las declaraciones de la siguiente manera:
  1. Volúmenes correspondientes a los PIST (TGN-TGS): el ENARGAS en un plazo de 10 días hábiles, contados a partir del día 25 del mes siguiente a la inyección, verificará los volúmenes de inyección de acuerdo a la información recibida en los términos de la Resolución ENARGAS N° 716/98 y en un todo de acuerdo con la Resolución ENARGAS N° I/1410/10.
  2. Volúmenes Previos al PIST: la SE remitirá en un plazo de 10 días hábiles, contados a partir del día 25 del mes siguiente a la inyección, a la Unidad los resultados de las mediciones de los volúmenes pertenecientes a cada Punto de Medición de Gas (PMG) instalado por cada EB, conforme la Resolución SE N° 318/10. Únicamente se computarán en la medida en que hayan colocado los correspondientes medidores.
- Dentro de los 10 días hábiles de recibida la información de la SE, la Unidad deberá corroborar la veracidad de los volúmenes inyectados, para proceder a:
  1. Expedirse respecto de si los volúmenes reales de inyección de cada EB se corresponden con los informados (DJ) y sobre el cumplimiento o incumplimiento del compromiso de inyección mínimo asumido. Al efecto, la Comisión comunicará a la Unidad los lineamientos necesarios para corroborar las mediciones vinculadas al aumento de producción de gas natural. Los informes que elabore la Unidad se elevarán a la SE, a efectos de indicar si tiene objeciones sobre lo informado.
  2. En caso de existir diferencias entre los volúmenes declarados, la Unidad notificará a la Secretaría Administrativa de la Comisión a efectos de que solicite aclaraciones o rectificaciones a la EB, que las deberá remitir en un plazo de 5 días hábiles, para continuar el trámite. La Comisión no autorizará el pago de la compensación hasta tanto se subsane la situación.
  3. Al momento de expedirse sobre el punto anterior, la Unidad informará si la EB no hubiera alcanzado el compromiso mínimo de inyección correspondiente.
- Finalmente, si conforme lo señalado por la Unidad en su Informe, conformado por la SE, la EB hubiera cumplido con sus compromisos y los volúmenes de inyección corroborados fueran correctos, se procederá a determinar el monto

*[Handwritten signature]*



*Ente Nacional Regulador del Gas*

de la compensación según el procedimiento detallado en el Reglamento del Programa (continuando el procedimiento, ya sin intervención del ENARGAS).

### **C.1.1.- Plazos establecidos en el Reglamento del Programa**

Tal como ya se señalara, durante el periodo analizado se produjeron diversos cambios normativos que modificaron los actores involucrados en los Programas. Tales cambios impactaron en el cumplimiento de los plazos establecidos en el Reglamento del Programa.

Como puede observarse, en el Reglamento del Programa, se fijan los siguientes plazos:

- La EB presentará mensualmente la DJ de sus Ventas ante la Comisión dentro de los 30 ó 45 días posteriores al último día hábil del periodo bajo análisis, para el Plan Gas I y II, respectivamente.
- La Comisión remitirá la documentación en un plazo de 3 días hábiles a la Unidad de Gestión Técnico Operativa (ENARGAS).
- La Unidad procederá a corroborar la veracidad de los Volúmenes PIST/D declarados en un plazo de 10 días hábiles, contados a partir del día 25 del mes siguiente a la inyección.
- La SE remitirá en un plazo de 10 días hábiles, contados a partir del día 25 del mes siguiente a la inyección, a la Unidad los resultados de las mediciones de los volúmenes pertenecientes a cada PMG instalado.
- Finalmente, dentro de los 10 días hábiles de recibida la información de la SE, la Unidad deberá corroborar la veracidad de los volúmenes inyectados y expedirse respecto de lo requerido por el Reglamento.

Al respecto, cabe señalar que la Unidad de Gestión Técnico Operativa sólo podría efectuar las verificaciones requeridas por la reglamentación una vez que cuente con la totalidad de la información requerida para el análisis. Esto es, una vez que la actual Secretaría de Recursos Hidrocarburíferos remita al Ente la información correspondiente a DDJJ de las EB, Compromiso de Inyección Mínima aprobada para cada periodo declarado y los resultados de las mediciones en los "Puntos de Medición de Gas".

A partir de ese momento, en opinión de esta UAI, deberían contarse los plazos para la emisión y remisión del Informe Intergerencial emitido por el ENARGAS en su rol de Unidad de Gestión Técnico Operativa.

*Recomendación: Atento lo expuesto, se recomienda elevar una propuesta a la Autoridad de Aplicación a fin de que se evalúe la adecuación de los plazos establecidos en el Reglamento del Programa por cuanto los aprobados por la ex "Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas" resultarían a la fecha de imposible cumplimiento.*

### **C.2.- "Unidad de Gestión Técnico Operativa"**



En el Inciso 2.4. del Anexo I del Reglamento General (aprobado por las Resoluciones CPyCEPNIH N° 3/2013 y N° 83/2013), se designa al ENARGAS como “Unidad de Gestión Técnico Operativa” de ambos Programas.

A partir del 2013, y a fin de homogeneizar criterios en cuanto a la presentación de la información necesaria para cumplir con las funciones que le fueran asignadas a la Unidad, el ENARGAS remitió diversas Notas a las Empresas Beneficiarias de los Programas, requiriéndoles respetar en las Declaraciones Juradas, ciertos criterios de exposición, apertura y segmentación. Ello, a fin de normalizar la información a procesar por la Unidad, con el objetivo de sistematizar los controles y optimizar los tiempos de análisis.

En ese sentido, se les requirió discriminar los volúmenes inyectados en los “Puntos de Ingreso a los Sistemas de Transporte y Distribución de Gas Natural” (PIST/D), de aquellos volúmenes inyectados en “Puntos de Medición de Gas” (PMG), es decir aguas arriba de los sistemas licenciados, los que, conjuntamente con los volúmenes PIST/D, conforman la Inyección Total.

Se instruyó a las Empresas Beneficiarias a remitir la información relacionada con las inyecciones en los PIST/D, respetando los criterios de apertura de cada segmento de demanda, a fin de asegurar la trazabilidad y análisis, por cuanto en el Reglamento del Programa se establece que las validaciones de las inyecciones en los PIST/D debe realizarse “de acuerdo a la información recibida en los términos de la Resolución ENARGAS N° 716/1998, y en un todo de acuerdo con la metodología establecida mediante la Resolución ENARGAS N° I/1410/2010”.

Asimismo, se estableció que toda operación que se realice en los PIST/D debe ser registrada, individualmente, para cada Productor.

Conforme el relevamiento realizado, el proceso se inicia mediante un pedido de compensación económica efectuado por parte de una Empresa Beneficiaria del Programa ante la Comisión. Para ello, adjunta diversas declaraciones juradas incluyendo, entre ellas, las relativas a los volúmenes de Gas Natural inyectados para cada Segmento de Demanda (Demanda Prioritaria, GNC, Central Térmica, Industrial, Gas Plus, Consumos Propios, Regalías en especie, RTP, Otros Productores, Otros Destinos).

En el inicio, era la Comisión la encargada de remitir las DDJJ mensuales recibidas de las EB a la Unidad, conjuntamente con la información relativa a los Compromisos de Inyección asumidos para el periodo informado.

Por su parte, la ex Secretaría de Energía, requería a la Unidad la elaboración de un Informe (generalmente mensual) para cada Empresa Beneficiaria de los Programas, informando los volúmenes inyectados en los PMG, aguas arriba de los PIST/D (es decir, fuera de la competencia del ENARGAS).



*Ente Nacional Regulador del Gas*

Actualmente, toda esa información es remitida a la Unidad (mediante Expediente CUDAP) por parte de la Secretaría de Recursos Hidrocarburíferos la que, disuelta la Comisión, asumió sus funciones, conforme lo señalado en el apartado B.2.- Antecedentes y Marco Normativo.

Ante los requerimientos efectuados a la Unidad, el equipo técnico de la GT procede a verificar si los volúmenes de Inyección de Gas Natural en los PIST/D informados por las Empresas Beneficiarias del Programa, en carácter de DJ, se corresponden con la información remitida al Ente por parte de las Licenciatarias/SDB, conforme los mecanismos normados de Despacho de Gas Natural (Resoluciones ENARGAS N° 716/98 y N° 1/1410/10).

Esta última información es recibida mediante el “Sistema Automatizado de Remisión de Información” (SARI), conforme los Protocolos informáticos oportunamente establecidos. Dicha información es remitida en forma detallada (a través del SARI), y por Actuación, adjuntando los formularios resumen en papel (F5A y F5B), firmados en carácter de DJ, que son emitidos desde el mismo aplicativo informático. Dichas Actuaciones son agregadas al Expte. ENRG N° 22.808 (Formularios de Volúmenes de Gas Natural Inyectados en PIST/D/SDB. SAD).

En caso que la Unidad detecte que la información declarada presenta inconsistencias, o estime que la misma es insuficiente, puede solicitar las aclaraciones adicionales y/o rectificaciones que estime necesarias, tanto a las Licenciatarias como a las EB. De acuerdo a lo señalado por el personal actuante, tales requerimientos, según lo acordado oportunamente entre las partes intervinientes en el Programa, son realizados vía correo electrónico a fin de no demorar las tramitaciones en curso. No obstante ello, las rectificaciones realizadas por los sujetos deben ser formalmente documentadas e informadas al Ente para su consideración por parte de la Unidad.

Una vez que en el Ente se reciben (de la ex SE/actual SRH) los resultados de las mediciones de los volúmenes inyectados aguas arriba de los PIST/D (“Puntos de Medición de Gas” instalados conforme lo dispuesto en la Resolución SE N° 318/2010), la Unidad efectúa el cálculo de la Inyección Total<sup>2</sup>, para cada periodo mensual informado por la Empresa Beneficiaria.

Finalmente, la Unidad elabora un Informe Técnico en cumplimiento de las funciones que le han sido encomendadas, las cuales pueden resumirse en:

1. Verificar la correspondencia de los resultados de las mediciones de los volúmenes inyectados en PIST/D con los volúmenes PIST/D declarados por cada Empresa Beneficiaria.
2. Calcular la Inyección Total (= volúmenes inyectados en PIST/D + volúmenes inyectados en los “Puntos de Medición de Gas” (PMG), es decir previos al PIST/D).

  
<sup>2</sup> Inyección Total = inyección en los PIST/D + inyección en los PMG



3. Verificar la correspondencia de la Inyección Total (PIST/D + PMG), con la inyección total declarada por la Empresa Beneficiaria.
4. Comparar dichos volúmenes, con los compromisos de inyección asumidos por la Empresa Beneficiaria, e indicados por la ex Comisión, para cada período.

### **C.2.1.- Procedimientos**

Conforme lo informado por la Gerencia de Transmisión, en lo que respecta a los procedimientos a partir de los cuales se llevan adelante las tareas encomendadas al ENARGAS en la materia objeto de examen, se han desarrollado dos documentos de gestión interna (Instructivos) en carácter de “en elaboración”, ya sea que para la comparación en PIST se utilice un archivo Excel, o se realice la comparación de los valores remitidos utilizando el Sistema Informativo SAD (“Sistema de Auditoría de Despacho”).

Por otra parte, cabe señalar que, en el sitio web del ENARGAS, se habilitó un enlace desde donde las Empresas Beneficiarias pueden (mediante un usuario y clave de acceso otorgados por el Ente) acceder al SARI a fin de descargar y/o consultar los archivos que contienen el instructivo y las tablas necesarias para remitir las DDJJ (en papel y CD), relativa a los Programas de Estímulo a la Inyección Excedente de Gas Natural.

Asimismo, pueden consultar allí los listados con las codificaciones establecidas por el Ente, a fin de homogeneizar las denominaciones, tanto de los PIST/D, como de los Compradores de gas.

A continuación, se indican las tablas y listados disponibles:

- ✓ Instructivo
- ✓ Tabla 2 - Inyección por Segmento de Demanda
- ✓ Tabla 3 - Inyección por Segmento de Demanda y Cliente
- ✓ Tabla 4 - Inyección Física
- ✓ Listado de Compradores de Gas (Código, Comprador, Razón Social y CUIT)
- ✓ Listado de PIST/D (Identificador, Descripción y Licenciataria)

La información remitida por las Empresas Beneficiarias (en soporte digital) y los datos de inyección en los PIST/D (aportados por las Licenciatarias vía SARI, conforme el procedimiento normado de Despacho de Gas Natural) es importada y procesada por la Gerencia de Transmisión utilizando planillas Excel.

Por otra parte, y paralelamente al procesamiento en archivos Excel, se encuentra en “proceso de ajuste” el sistema informático “Sistema de Auditoría de Despacho” (SAD).

### **C.2.2.- Registros**



Para el seguimiento de las actividades desplegadas en la materia objeto del presente Informe, la Gerencia de Transmisión, utiliza los siguientes registros:

1. Planilla Excel por cada Productor.
2. Informes Intergerenciales.
3. Listado de Informes Intergerenciales generados por cada año en hoja específica del Registro de Informes Técnicos de la Gerencia de Transmisión. Según el listado proporcionado, dicho registro contiene los siguientes datos: N° de Informe, Empresa, Período, Expediente, N° Nota y fechas (a SE/Comisión).
4. Listado de estado de situación de pedidos de informes en elaboración.

Dichos archivos se encuentran organizados por productor y se clasifican en 2 carpetas: "INYECCIÓN NORMAL" (en referencia al "Programa de Estímulo a la Inyección Excedente de Gas Natural") e "INYECCIÓN REDUCIDA" (en referencia al "Programa de Estímulo a la Inyección Excedente de Gas Natural para empresas con Inyección Reducida").

### **C.2.3.- Informes Técnicos**

Conforme pudo observarse durante el relevamiento, como resultado de las verificaciones practicadas por el ENARGAS en su rol de Unidad de Gestión Técnico Operativa, y en respuesta a los requerimientos efectuados en el marco de los Programas, se emiten Informes Técnicos, para cada Empresa Beneficiaria, expidiéndose respecto de:

- ✓ la correspondencia entre los volúmenes reales de inyección (PIST/D + PMG) y los declarados por cada Empresa Beneficiaria, y
- ✓ el cumplimiento o incumplimiento del Compromiso de Aumento de Inyección oportunamente asumido por la Empresa Beneficiaria, para cada periodo considerado.

Cabe aquí señalar que el análisis comparativo se realiza, en todos los casos, para cada mes en particular, pudiendo agruparse en un mismo Informe varios periodos, en función del modo en que fueran realizados los requerimientos a la Unidad.

Asimismo, se realiza la comparación entre los volúmenes de inyección declarados por las EB (Tabla 2 - "Resumen de inyección total de gas natural entregada por segmento de demanda") y la información remitida vía SARI por las Licenciatarias con relación a los volúmenes inyectados en los PIST/D, para cada segmento de demanda. Si de la comparación se detectan divergencias entre lo declarado por la EB y lo informado por las Licenciatarias, se exponen tales diferencias en la "Tabla A" y en el apartado "Conclusiones" de los Informes emitidos por la Unidad.



Cabe señalar que, tal análisis es realizado considerando que el precio del gas inyectado varía en función del segmento de demanda al que se asigna (v.g.: Demanda prioritaria, GNC, Central Térmica, Industrial). Por lo tanto, si se detectaran diferencias entre la asignación de la inyección a distintos segmentos de demanda, las diferencias de precios impactarían en el cálculo de las compensaciones económicas previstas en los Programas, y abonadas a las Empresas Beneficiarias mediante fondos provenientes del Tesoro Nacional.

Los Informes Técnicos de la Unidad, conforme las funciones asignadas en la estructura vigente (Resolución ENARGAS N° I/3403/15), son elaborados por personal del Área de Control de Gas y Despacho, dependiente de la Gerencia de Transmisión, con asesoramiento legal y, en su caso, con la intervención de personal del Área de Control Técnico-Operativo dependiente de la Gerencia de Distribución (en aspectos relacionados con despacho y operación de los Sistemas de Distribución).

Conforme pudo observarse, los Informes Técnicos emitidos en el 2015 fueron intervenidos por las Gerencias de Transmisión, Asuntos Legales, Distribución, Desempeño y Economía y Control Económico Regulatorio.

A partir del 2016, los Informes son intervenidos por las Gerencias de Transmisión, Distribución y Asuntos Legales.

Cabe señalar que, el cambio en firma de los Informes se corresponde con las Gerencias actuantes en el proceso, lo que conforme lo manifestado por el personal interviniente permitió, asimismo, disminuir los tiempos insumidos y agilizar las tramitaciones.

Durante el 2015 la Unidad de Gestión Técnico Operativa emitió un total de ciento setenta y tres (173) Informes Técnicos con relación a los Programas vigentes. En el ANEXO II se reseñan, por Empresa Beneficiaria, los Informes Técnicos intergerenciales emitidos, indicándose los períodos abarcados.

Finalmente, los Informes elaborados por la Unidad son remitidos mediante Notas dirigidas a la Secretaría Administrativa de la ex Comisión y a la ex Secretaría de Energía (actualmente a la Secretaría de Recursos Hidrocarburíferos), culminando allí la intervención del ENARGAS en el marco de sus competencias.

De no mediar objeciones a lo informado por la Unidad, y conforme lo establecido en el Reglamento del Programa, el procedimiento continuaría a efectos de proceder, en caso que corresponda, al pago de las compensaciones a las Empresas Beneficiarias, por la inyección excedente de gas natural.

Observación: Del relevamiento efectuado sobre la muestra pudo advertirse que, en ocasiones, atento la fecha en que son recibidos en el Ente los requerimientos, los Informes elaborados por la Unidad abarcan dos o más períodos mensuales. En esos casos, no obstante se emite un único Informe Intergerencial, agrupando



varios meses, copias del mismo Informe son remitidas varias veces, una por cada periodo mensual declarado por la Empresa Beneficiaria. Es decir, en respuesta a cada Actuación ingresada al Ente (Expediente CUDAP).

A modo de ejemplo, pueden citarse los siguientes casos observados en los expedientes muestreados:

- Metro Holding S.A. (Expte. N° 25.726): ante requerimientos efectuados por la ex Comisión y la SSC la Unidad elaboró el Informe Intergerencial GT/GD/GDyE/GCER/GAL N° 96/2015 con fecha 10/Jul/15, abarcando los meses de Marzo y Abril/2015.  
En respuesta a los requerimientos efectuados, se remitieron copias, del mismo Informe, a la ex Secretaría de Energía (por Notas ENRG Nros. 7880 y 7881/15) y a la ex Comisión (por Nota ENRG N° 7882/15) con fecha 17/Jul/15.
- Glacco Compañía Petrolera S.A. (Expte. N° 22.993): ante requerimientos efectuados por Secretaría de Recursos Hidrocarburíferos, la Unidad elaboró el Informe Intergerencial GT/GD/GAL N° 48/2016 con fecha 03/Jun/16, abarcando los meses de Mayo, Junio y Julio/2015.  
En respuesta a los requerimientos efectuados, se remitieron copias, del mismo Informe, a la citada Secretaría (por Notas ENRG Nros. 5197, 5198 y 5199/16, todas del 07/Jun/16.

*Recomendación: Se entiende que, en el futuro, y a fin de evitar el dispendio administrativo, resultaría conveniente que, si se emite un único Informe en respuesta a varios requerimientos mensuales, se referencien en la Nota de remisión a la Secretaría de Recursos Hidrocarburíferos (ex Comisión) la totalidad de los expedientes CUDAP (y Actuaciones ENRG) a los que se da respuesta, y a los que, expresamente, se refiere el Informe emitido por la Unidad.*

### **C.3.- “Sistema de Auditoría de Despacho” - SAD**

En el 2013, se dio inicio al Proyecto denominado “Sistema de Auditorías de Despacho (SAD) - Inyección Certificada de Productores”. El desarrollo del citado aplicativo informático fue llevado a cabo entre la Gerencia de Transmisión y el Departamento de Tecnología de la Información.

Su objetivo fue sistematizar, tanto el envío y recepción de información vinculada a la inyección de gas natural de productores en los puntos de ingreso a los sistemas licenciados de transporte y distribución, como su procesamiento y análisis.

En ese marco, se requiere a las Licenciatarias que envíen, con frecuencia mensual, información relativa a los volúmenes de inyección de Gas Natural en los Puntos de Ingreso a sus sistemas licenciados (vía FTP, mediante el Protocolo Informático D Versión 1.0 Rev.03, vigente desde el 10/Mar/2014).

*JX*  
*Bkubz*





Actualmente, el aplicativo SAD soporta la información remitida, en carácter de DDJJ por las Licenciatarias, y permite visualizar información relativa a los volúmenes de inyección de gas natural en los PIST/D.

Conforme lo informado por el Departamento de Tecnología de la Información, a la fecha del relevamiento se encontraban autorizados a utilizar el aplicativo SAD un total de catorce (14) usuarios, con permisos diferenciados para el acceso a las diferentes pantallas del aplicativo, en función de los perfiles oportunamente definidos.<sup>3</sup>

Cabe señalar que, actualmente, el desarrollo informático se encuentra en “proceso de ajuste”, a fin de poder llevar a cabo, en su conjunto, las verificaciones requeridas a la Unidad por los Programas vigentes.

Hasta tanto se completen dichos ajustes al SAD, se utilizan planillas Excel a fin de comparar y verificar la información recibida a través del SARI (inyección en PIST/D), adicionar los volúmenes inyectados en los PMG debidamente homologados e informados al Ente por parte de la ex SE (actual SRH) y, finalmente, comparar la Inyección Total con los compromisos de aumento de la producción asumidos por las EB del Programa (informados al Ente por la ex Comisión - actual SRH).

Para su procesamiento, la información remitida informáticamente es importada al Excel, y la remitida en papel (inyección en los PMG y compromisos de inyección asumidos por las EB) se incorpora manualmente.

Conforme lo manifestado durante el relevamiento, actualmente el SAD no permitiría efectuar las verificaciones en todos los casos, existiendo algunas Empresas Beneficiarias que, por cuestiones particulares relacionadas con la operatoria, requerirían de un mayor análisis para poder automatizar los controles requeridos a la Unidad en el marco del Programa Plan Gas. Tales situaciones obligan a llevar el control en paralelo (Excel - SAD), hasta tanto se culmine con la puesta en producción del desarrollo en curso.

Cabe señalar que, conforme lo señalado por GT, en un futuro, se considera llevar adelante el procesamiento de los datos remitidos, tanto por las Empresas Beneficiarias, como por las Licenciatarias mediante el SAD.

Observación: Actualmente, conforme lo manifestado por la Gerencia de Transmisión, el SAD se encuentra “en desarrollo” y en “proceso de ajuste”.

---

<sup>3</sup> SAD - Usuarios autorizados:

- Gerencia de Transmisión: 8 usuarios con perfil de “Administrador” y 2 usuarios con perfil de “Consulta”.
- Departamento de Tecnología de la Información: 1 usuario con perfil de “Administrador” y 1 usuario con perfil de “Consulta”
- Gerencia de Control Económico Regulatorio: 2 usuarios con perfil de “Consulta Productores”.



Conforme pudo observarse, a la fecha del relevamiento se encontraba pendiente la programación de algunos aspectos particulares de la operatoria. Por ello, no resulta posible generar las comparaciones para todas las EB, exclusivamente dentro de la plataforma SAD. Tal situación requiere mantener, en paralelo, el procesamiento de la información mediante planillas Excel, las que sirven actualmente de sustento a los informes emitidos por la Unidad.

Recomendación: *Se considera conveniente avanzar en la implementación de un sistema de carga y remisión de la información de los volúmenes inyectados por las Empresas Beneficiarias, en la plataforma informática del ENARGAS que recibe la información de Despacho correspondiente a las Licenciatarias de Transporte y Distribución.*

*A tal fin se entiende que resulta necesario completar el desarrollo en curso del aplicativo informático SAD, efectuándose para ello los ajustes que se consideren necesarios al Protocolo Informático vigente, a fin de agilizar el procedimiento de control, evitando el procesamiento en paralelo (SAD y Excel) para la verificación de la información remitida por las Empresas Beneficiarias y las Licenciatarias/SDB, en el marco de los Programas (Plan Gas I y II).*

*De esa forma, podrían automatizarse, tanto la recepción como los procesos de comparación y validación de la información declarada por las Empresas Beneficiarias en el marco del Plan Gas, optimizando los tiempos de procesamiento de la información y minimizando el riesgo de ocurrencia de errores por ingreso de información manual.*

*Para ello, se recomienda relevar los casos particulares de aquellas operatorias que requieran un tratamiento diferenciado, y ajustar el desarrollo del "Sistema de Auditoría de Despacho" (SAD), de modo tal que la totalidad de la información que remitan las Empresas Beneficiarias pueda realizarse vía SARI, estableciéndose los procedimientos necesarios para su importación al SAD.*

*Respecto de la restante información que, previo a la emisión del Informe Técnico, debe ser remitida a la "Unidad de Gestión Técnico Operativa" (inyección en los PMG e inyección comprometida), se entiende que sería conveniente gestionar, ante la Secretaría de Recursos Hidrocarburíferos, dependiente del Ministerio de Energía y Minería, la posibilidad de que tal información sea remitida al Ente mediante el Protocolo informático que a tal fin se elabore.*

*De tal modo, se lograría concentrar la totalidad del proceso de control en el aplicativo SAD, el que serviría de base al análisis que, conforme a lo establecido en el Reglamento de los Programas, corresponde realizar a la "Unidad de Gestión Técnico-Operativa".*

*SW*  
*B. K. 17*

**C.4.- Análisis de la Muestra**



*Ente Nacional Regulador del Gas*

Del relevamiento efectuado sobre la muestra, y conforme los cambios normativos señalados ut-supra, pudo observarse que a fines del 2015 se produjeron modificaciones en las competencias de los actores involucrados en el seguimiento de los Programas objeto del presente Informe.

Al inicio del periodo analizado la ex Comisión recibía las Declaraciones Juradas mensuales y los pedidos de compensación económica por parte de las Empresas Beneficiarias, y luego remitía los Anexos correspondientes al ENARGAS para que, en su rol “Unidad de Gestión Técnico Operativa” intervenga, según sus competencias específicas. Asimismo, la ex Comisión informaba a la Unidad la Inyección Comprometida por cada EB para cada período a informar.

Luego, por su parte, la ex Secretaría de Energía solicitaba al Ente la elaboración de un Informe Técnico (por EB y período), para lo cual remitía información de relativa a las mediciones de las Inyecciones mensuales en los “Puntos de Medición de Gas” (PMG), los que se encuentran ubicados fuera del Sistema de Transporte y Distribución regulado por el ENARGAS.

En respuesta a esa solicitud, la Unidad elaboraba un Informe Intergerencial comparando los volúmenes de inyección declarados por las EB con la sumatoria de los volúmenes de inyección (PIST/D) informados al Ente por las por las Licenciatarias de Transporte y Distribución y las SDB que reciben gas directamente de un Productor, y los volúmenes de inyección en PMG, informados por la ex SE.

A fines del 2015, disuelta la Comisión mediante el dictado del Decreto N° 272/15, el Ministerio de Energía y Minería (mediante Resol. MEyM N° 47/16) delegó funciones de la disuelta Comisión en la Secretaría de Recursos Hidrocarbúricos, a fin de entender en la implementación de ambos Programas.

Conforme pudo observarse, a partir de inicios del 2016, y luego de un período de transición, los requerimientos fueron cursados a la Unidad por parte de la citada Secretaría, la que, asimismo, comunicaba al Ente los volúmenes de inyección comprometidos aprobados para cada Empresa Beneficiaria de los Programas.

Respecto de los Expedientes relevados en la muestra cabe efectuar algunas consideraciones puntuales:

- YPF S.A. - Expte. N° 21.912

Mediante Actuación ENRG N° 34161/15 (20/Nov/15), la Comisión remite copia certificada de Resolución CPyCEPNIH N° 188/15 (23/Sep/15), por la que se aprobó la modificación en la Inyección Mínima Comprometida (pasando a ser de 33.966.918 m<sup>3</sup>/día), con efectos a partir del 1°/Ene/15, presentada por YPF S.A. en el marco del Plan Gas I.

*JK*  
*B. P. 2017*



Atento que la Comisión no requirió formalmente a la Unidad considerar tal modificación, no se rectificaron los Informes Intergerenciales Nros. 79, 86 y 90/15, emitidos respectivamente para los meses de Enero, Febrero y Marzo de 2015.

Al respecto, cabe señalar que, la inyección real para dichos períodos ya superaba la Inyección Mínima Comprometida anteriormente informada (34.600.000 m<sup>3</sup>/día), por lo que, al haber disminuido el compromiso de inyección aprobado, la inyección real verificada en los citados informes supera, en mayor grado el volumen mínimo comprometido.

Ante la consulta efectuada, el personal actuante señala que sólo se efectúan rectificaciones si se recibe un requerimiento formal por parte de los actores involucrados en el Programa, o en caso de detectarse errores materiales en los Informes elaborados por la Unidad.

- **TECPETROL S.A. - Expte. N° 24.549**

Conforme las comprobaciones efectuadas, con relación a las verificaciones practicadas por la Unidad, se detectó que en los Informes Intergerenciales GT/GD/GAL Nros. 65 y 90/16 (correspondientes a los períodos Julio a Septiembre/2015 y Octubre a Diciembre/2015, respectivamente) se consignó erróneamente el “Promedio Diario Total (miles de m<sup>3</sup>/día)”.

El valor a consignar debía tomarse de lo declarado por la EB en la Tabla 4 “Detalle de inyección total de gas natural entregada por cuenca, área y PIST/D” de las DJ mensuales presentadas por Tecpetrol S.A. (“Inyección Diaria Promedio Total”), pero, por error, en la Tabla B de los citados informes se restaron los volúmenes no homologados por la Secretaría para determinados PMG, consignándose un valor de inyección diaria promedio menor al declarado por la EB para cada uno de los períodos mensuales.

Comunicada por esta UAI tal situación al personal actuante, y reconocido el error, el auditado manifiesta que se procederán a emitir nuevos cuadros para los períodos observados, rectificando los valores erróneamente informados oportunamente a la Secretaría de Recursos Hidrocarburíferos y comunicando de tales ajustes a esta Auditoría.

#### **D.- CONCLUSIÓN**

En función de las tareas de relevamiento efectuadas y los hallazgos detectados, se puede concluir que el ENARGAS lleva a cabo razonablemente las funciones que le fueran asignadas, en su carácter de “Unidad de Gestión Técnico Operativa” del “Programa de Estímulo a la Inyección Excedente de Gas Natural” y del “Programa de Estímulo a la Inyección Excedente de Gas Natural para empresas con Inyección Reducida”, creados por las Resoluciones Nros. 1/2013 y 3/2013 de la ex “Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas”.

Al respecto, y considerando que podría prorrogarse la vigencia del denominado “Plan Gas”, se recomienda completar el desarrollo informático



*Ente Nacional Regulador del Gas*

denominado “Sistema de Auditoría de Despacho” (SAD) a fin de agilizar y automatizar el procesamiento y verificación de la información remitida por las Empresas Beneficiarias y las Licenciatarias/SDB, en el marco de los citados Programas.

Asimismo, se entiende que sería conveniente gestionar, ante la Secretaría de Recursos Hidrocarburíferos, dependiente del Ministerio de Energía y Minería, la posibilidad de que remita al ENARGAS la información relativa a la inyección de Gas Natural en los “Puntos de Medición de Gas” (aguas arriba de los Puntos de Ingreso a los Sistemas de Transporte y Distribución) y los volúmenes comprometidos de inyección, para cada Empresa Beneficiaria, mediante el Protocolo informático que a tal fin se elabore. De tal modo, se lograría automatizar la totalidad del proceso de control que, conforme lo establecido en el Reglamento de los Programas, corresponde realizar a la “Unidad de Gestión Técnico-Operativa”.

**Buenos Aires, Diciembre de 2016**

**Cra. BEATRIZ SUAREZ TRILLO**  
GERENTE  
UNIDAD DE AUDITORIA INTERNA  
ENTE NACIONAL REGULADOR DEL GAS



**UNIVERSO DE EXPEDIENTES - EMPRESAS BENEFICIARIAS**

1. Expedientes relacionados con Empresas Beneficiarias del "Programa de Estímulo a la Inyección de Gas Natural"

EMPRESA BENEFICIARIA - PLAN GAS I	Expte. N°
YPF S.A.	21.912
GRUPO PAE	21.910
TOTAL AUSTRAL S.A.	21.911
WINTERSHALL ENERGÍA S.A.	22.095
SINOPEC ARGENTINA EXPLORATION AND PRODUCTION INC.	22.382
ENAP SIPETROL ARGENTINA S.A.	22.266
PETROQUÍMICA COMODORO RIVADAVIA S.A. (PCR)	22.194
GLACCO COMPAÑÍA PETROLERA S.A.	22.993
ROCH S.A.	22.466
PETROLERA PAMPA S.A.	22.123

2. Expedientes relacionados con Empresas Beneficiarias del "Programa de Estímulo a la Inyección de Gas Natural para Empresas con Inyección Reducida"

EMPRESA BENEFICIARIA - PLAN GAS II	Expte. N°
PLUSPETROL S.A. & PLUSPETROL ENERGY	24.550
TECPETROL S.A.	24.549
CAPEX S.A.	24.066
PETROLERA ENTRE LOMAS S.A.	24.065
APCO & NORTHWEST	24.735
PETROLERA CERRO NEGRO S.A.	24.253
GRUPO SAN JORGE	24.580
METRO HOLDING S.A.	25.726
ANTRIM CROWNPOINT	25.902
APACHE	25.907
SAN ENRIQUE	25.943
PESA	26.568
DPG	27.136
CGC	27.279

JA  
B/ichy.



**INFORMES EMITIDOS - AÑO 2015**

Durante el 2015, la “Unidad de Gestión Técnico Operativa” emitió un total de ciento setenta y tres (173) Informes para el tratamiento de las presentaciones efectuadas por un total de veinticuatro (24) Empresas Beneficiarias, en el marco del “Programa de Estímulo a la Inyección Excedente de Gas Natural” y del “Programa de Estímulo a la Inyección de Gas Natural para Empresas con Inyección Reducida”. A continuación, se exponen, para cada Empresa Beneficiaria, los informes elaborados por la Unidad y los periodos alcanzados en las revisiones:

Empresa Beneficiaria	Informes Unidad Técnico Operativa - Año 2015 -	Periodos Informados
Enap Sipetrol	1, 12, 36, 71, 93, 143	2014: Agosto a Diciembre 2015: Enero a Junio
APCO	2, 44, 66, 75, 92, 99, 121, 127, 140	2013: Diciembre 2014: Enero a Diciembre 2015: Enero a Junio
San Jorge	3, 13, 30, 43, 65, 94, 107, 116, 132, 150, 166	2014: Octubre a Diciembre 2015: Enero a Septiembre
Total	4, 27, 58, 82, 95, 122, 129, 139, 160, 172	2014: Agosto a Diciembre 2015: Enero a Agosto
PCR	5, 17, 32, 52, 70, 88, 98, 118, 133, 152, 169	2014: Octubre a Diciembre 2015: Enero a Septiembre
PAE	6, 7, 24, 74, 77, 78, 85, 103, 115, 137, 151	2012: Diciembre 2013: Enero a Septiembre 2014: Octubre a Diciembre 2015: Enero a Julio
Pampa	8, 20, 31, 51, 69, 87, 97, 146, 155	2014: Septiembre a Diciembre 2015: Enero a Agosto
Cerro Negro	9, 25, 54, 67, 105, 108	2014: Octubre a Diciembre 2015: Enero a Mayo
Glacco	10, 40, 49, 112, 145	2014: Septiembre a Diciembre 2015: Enero a Abril
YPF	11, 19, 46, 57, 79, 86, 90, 167, 168	2014: Septiembre a Diciembre 2015: Enero a Mayo
Entre Lomas	21, 34, 61, 80, 131	2014: Junio a Diciembre 2015: Enero a Junio
Wintershall	14, 37, 47, 60, 81, 91, 102, 123, 144, 154, 170,	2014: Septiembre a Diciembre 2015: Enero a Agosto
Capex	15, 41, 55, 68, 76, 89, 109, 126, 147, 162	2014: Noviembre a Diciembre 2015: Enero a Agosto
Tecpetrol	16, 28, 50, 100, 113, 124	2014: Agosto a Diciembre 2015: Enero a Marzo
Pluspetrol	18, 29, 59, 73, 84, 104, 128, 141, 153	2014: Septiembre a Diciembre 2015: Enero a Julio

3/15



ANEXO II (Cont.)

Empresa Beneficiaria	Informes Unidad Técnico Operativa - Año 2015 -	Períodos Informados
Antrim Crownpoint	22, 45, 72, 110	2014: Marzo a Diciembre 2015: Enero a Abril
Apache	23, 35, 62, 173	2014: Julio a Diciembre 2015: Enero a Marzo
Sinopec	26, 38, 83, 120, 125, 130, 138, 158	2014: Agosto a Diciembre 2015: Enero a Agosto
Roch	33, 48, 111, 161	2014: Septiembre a Diciembre 2015: Enero a Abril
Metroholding	39, 56, 64, 96, 117, 134	2014: Enero a Diciembre 2015: Enero a Junio
San Enrique	42, 53, 63, 101, 106, 163, 171	2014: Agosto a Diciembre 2015: Enero a Julio
PESA	114, 136, 149, 156, 164	2014: Julio a Diciembre 2015: Enero a Agosto
CGC	119, 142, 157, 159, 165	2014: Junio a Diciembre 2015: Enero a Septiembre
DPG	135, 148	2014: Enero a Septiembre

JA  
Brih