

Informe
Rendición Pública
de Cuentas Final
Gestión 2025





**MINISTERIO
DE HIDROCARBUROS Y ENERGÍAS**

AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS

Abg. Freddy Zenteno Lara
Director Ejecutivo a.i.

Compilación y Edición:

Dirección de Planificación y Estadística

Marzo de 2026

La Paz, Bolivia

CONTENIDO

1	INTRODUCCIÓN	3
2	NATURALEZA Y ROL INSTITUCIONAL	4
2.1	Estructura organizacional	5
2.2	Estructura Recursos Humanos	7
3	LA PLANIFICACIÓN INSTITUCIONAL	8
4	LOS RESULTADOS FINANCIEROS Y FÍSICOS	9
4.1	Ejecución del presupuesto y contrataciones	10
4.2	Dirección General de Regulación de Producción, Transporte y Unidades de Proceso (DGRPTU)	12
4.2.1	Dirección de Exploración y Explotación (DEE).....	13
4.2.2	Dirección de Transporte por Ductos (DTD)	27
4.2.3	Dirección de Refinación, Industrialización y Petroquímica (DRIP)	32
4.3	Dirección General de Regulación de Comercialización y Redes de Gas Natural (DGRCR)	49
4.3.1	Dirección de Regulación de Derechos (DRD).....	50
4.3.2	Dirección de Biocombustibles (DB).....	55
4.3.3	Dirección de Distritos Técnica (DDT).....	56
4.3.4	Dirección de Observación Energética Regulatoria (DOER)	57
4.3.5	Unidad de Defensa al Consumidor (ODECO).....	59
4.4	Dirección de Regulación Económica (DRE)	61
4.5	Dirección Jurídica (DJ)	71
4.6	Direcciones de Apoyo y Funcionamiento	71
5	TRANSPARENCIA Y CONTROL	72
5.1.1	Actividades de la UTLC	72
5.1.2	Actividades de la UAI.....	73
6	CONCLUSIONES	75

INFORME RENDICIÓN PÚBLICA DE CUENTAS FINAL

GESTIÓN 2025

1 INTRODUCCIÓN

En cumplimiento del marco legal vigente en materia de transparencia y control social, la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) presenta a la población el Informe de Rendición Pública de Cuentas (RPC) Final correspondiente a la gestión 2025. El presente documento sistematiza el contexto operativo institucional y los resultados alcanzados en función de las acciones de corto plazo y operaciones programadas en el Plan Operativo Anual (POA), comprometidas inicialmente en la RPC Inicial.

La gestión 2025 constituyó un periodo de transición estratégica, marcado por el cierre de un ciclo de planificación de mediano plazo en un entorno de alta complejidad sectorial. La actual conducción institucional, formalizada mediante la Resolución Suprema N° 32221, de fecha 13 de febrero de 2026, da continuidad a la gestión institucional desempeñada previamente durante 2025 bajo la dirección del Sr. Germán Daniel Jiménez Terán (desde el 20 de noviembre de 2020 al 22 de agosto de 2025), el Sr. Joel Antonio Callau Justiniano (desde el 22 de agosto de 2025 hasta el 9 de noviembre de 2025) y la Sra. Margot Ayala Lino (desde el 10 de noviembre de 2025).

Este periodo estuvo marcado por una fuerte presión operativa, derivada de eventos críticos de desabastecimiento de combustibles, formación de filas en estaciones de servicio y episodios de volatilidad en la provisión, lo cual exigió una respuesta inmediatamente por parte del nuevo Gobierno Nacional en noviembre de 2025.

Estos factores han intensificado una percepción pública desfavorable hacia la institución, fundamentada en gran medida por la atribución de responsabilidades sobre fenómenos que responden a factores ajenos a la ANH, tales como variables macroeconómicas, políticas fiscales, restricciones externas y fallas estructurales en la cadena de hidrocarburos.

En este contexto, se identificó la existencia de una brecha entre las atribuciones regulatorias efectivas de la ANH y la percepción ciudadana respecto al alcance de sus competencias. Esta situación incide en la legitimidad institucional y expone a la entidad a un desgaste reputacional que no necesariamente refleja el margen real de intervención técnica que corresponde a la Agencia en el marco de la normativa vigente.

Actualmente, el sector energético nacional atraviesa un escenario de transición estructural, caracterizado por la modificación del esquema de subvención generalizada y la implementación progresiva de nuevos mecanismos de estabilización de precios. Este proceso sitúa a la ANH en un entorno de elevado escrutinio público e institucional.

En este marco, se ha establecido como prioridad institucional el fortalecimiento sustantivo de sus capacidades operativas y su comunicación estratégica basada en evidencia. El objetivo institucional es consolidar una regulación del sector hidrocarburífero basada en los

principios de eficiencia, transparencia y responsabilidad pública, resguardando los intereses del Estado y de la sociedad boliviana.

2 NATURALEZA Y ROL INSTITUCIONAL

De acuerdo con el marco constitucional y legal vigente, la ANH se constituye en:

- Una entidad autárquica de derecho público, con autonomía en la gestión administrativa, técnica y económica¹. No obstante, los recursos recaudados² por concepto de tasas, derechos, multas y otros ingresos específicos son transferidos, desde la gestión 2013, a la Cuenta Única del Tesoro (CUT) administrada por el Tesoro General de la Nación (TGN), dependiente del Ministerio de Economía y Finanzas Públicas (MEFP). En consecuencia, la entidad recibe transferencias presupuestarias para el ejercicio de sus funciones conforme a la disponibilidad financiera determinada por dicha instancia.
- Se encuentra bajo la tuición del Ministerio de Hidrocarburos y Energías (MHE)³, lo que implica su integración al sector hidrocarburífero del Estado y el desarrollo de sus funciones en el marco de las políticas y lineamientos sectoriales definidos por dicha Cartera de Estado. En ese marco, el Ministerio ejerce atribuciones de supervisión institucional y coordinación sectorial, entre ellas la resolución de recursos jerárquicos y de revisión vinculados con actos administrativos emitidos por la entidad, así como la consideración y aprobación de su estructura organizacional. De esta manera, actúa como instancia administrativa superior, garantizando la articulación de la gestión institucional con la política energética nacional.
- Su función principal consiste en regular, controlar, supervisar y fiscalizar las actividades que integran la cadena productiva de los hidrocarburos hasta su fase de industrialización, en el marco de la normativa vigente.

Es fundamental aclarar que la ANH no realiza actividades de compra ni de comercialización de combustibles. Su rol corresponde al de autoridad reguladora, encargada de supervisar y fiscalizar a las empresas que participan en la cadena productiva y de comercialización del sector hidrocarburífero, sus principales funciones comprenden:

- **Seguimiento al abastecimiento:** Realiza el monitoreo permanente del suministro de combustibles a nivel nacional, evaluando la disponibilidad de volúmenes y la programación necesaria para atender la demanda del mercado interno.
- **Regulación de precios:** Aprueba y publica los precios y las tarifas oficiales aplicables en el sector.

¹ Artículo N° 365 de la Constitución Política del Estado, de 7 de febrero de 2009; Artículo N° 2 de la Ley N° 1600, de 28 de octubre de 1994; RA SSDH N° 0474/2009, de 6 de mayo de 2009, y RA ANH N° 0475/2009, de 7 de mayo de 2009.

² Artículo N° 10 de la Ley N° 396, de 26 de agosto de 2013, incorporado en el Artículo N° 47 de la Ley N° 2042, de 21 de diciembre de 1999, de Administración Presupuestaria, por la Disposición Final Segunda de la Ley N° 1613, del PGE 2025.

³ Artículo N° 50 del DS N° 4857, de 6 de enero de 2023.

- **Verificación de especificaciones técnicas:** Supervisa que los productos regulados comercializados cumplan con las especificaciones técnicas y condiciones de seguridad establecidas en la normativa vigente.
De acuerdo con lo dispuesto en el Decreto Supremo (DS) N° 4718, de 18 de mayo de 2022, la ANH lleva a cabo **análisis básicos** de calidad de los carburantes. Estos análisis son realizados a través de los laboratorios móviles con los que cuenta la institución en las Direcciones Distritales de: La Paz, Cochabamba y Santa Cruz. Conforme al DS mencionado, el operador o autorizado que desarrolle actividades de producción, transporte, almacenaje, importación y comercialización de carburantes es el principal responsable de que las actividades se realicen bajo las especificaciones de calidad exigidas en el Reglamento de Calidad de Carburantes.
- **Fiscalización de operadores:** Otorga licencias, autorizaciones y registros para el desarrollo de actividades tales como transporte, almacenaje, refinación y comercialización de hidrocarburos, además de ejercer control sobre el cumplimiento de las obligaciones regulatorias, pudiendo aplicar sanciones administrativas en caso de infracciones.
- **Atención de usuarios y recepción de denuncias:** En el ámbito de sus competencias, recibe y gestiona denuncias o reclamos presentados por usuarios o agentes del sector cuando se presuman incumplimientos a la normativa aplicable.

2.1 Estructura organizacional

De acuerdo con la estructura organizacional vigente⁴ desde febrero del 2022, la entidad se encuentra organizada en niveles: directivo, ejecutivo y operativo (véase Anexo N° 1). La estructura organizacional de la ANH abarca las etapas de la cadena de hidrocarburos, desde la exploración y producción hasta la comercialización final de los productos que llegan a la población.

En la parte superior se encuentra la Dirección Ejecutiva, que constituye la máxima instancia de conducción institucional y tiene la responsabilidad de dirigir y coordinar el funcionamiento de la entidad. De esta instancia dependen directamente unidades orientadas al control interno y la transparencia, como la Unidad de Auditoría Interna y la Unidad de Transparencia y Lucha contra la Corrupción.

Por debajo se encuentran las Direcciones Generales, que se constituyen como los niveles ejecutivos sustantivos encargados de dirigir, supervisar y articular la gestión de áreas específicas del sector hidrocarburífero dentro de la entidad (Cuadro N° 1). A través de estas instancias se canalizan las principales funciones de regulación, control, supervisión y fiscalización.

La presencia institucional no se limita al nivel central, considerando que se cuenta con Direcciones Distritales en los distintos departamentos y regiones del país.

⁴ RA RA-ANH-DJ-UGJN N° 0039/2022, de 23 de febrero de 2022.

Por su parte, la entidad dispone de áreas transversales que mantienen coordinación con las direcciones del nivel ejecutivo respecto a diversos aspectos de carácter técnico y normativo. En el ámbito de apoyo institucional se encuentran las áreas de tecnologías de la información; administración y finanzas; planificación y comunicación, instancias que intervienen en la gestión de los procesos vinculados al funcionamiento operativo de la institución (Cuadro N° 2).

Cuadro N° 1
ANH: Estructura organizacional de las áreas sustantivas

Sustantivas	Dirección General de Regulación de Producción, Transporte y Unidades de Proceso (DGRPTU)	Dirección de Exploración y Explotación (DEE)
		Dirección de Transporte por Ductos (DTD)
		Dirección de Refinación, Industrialización y Petroquímica (DRIP)
	Dirección General de Regulación de Comercialización y Redes de Gas Natural (DGRCR)	Dirección de Regulación de Derechos (DRD)
		Dirección de Biocombustibles (DB)
		Dirección de Distritos Técnica (DDT)
		Dirección Distrital La Paz (DLP)
		Dirección Distrital Oruro (DOR)
		Dirección Distrital Potosí (DPT)
		Dirección Distrital Cochabamba (DCB)
		Dirección Distrital Chuquisaca (DCH)
		Dirección Distrital Tarija (DTJ)
		Dirección Distrital Santa Cruz (DSC)
		Dirección Distrital Beni (DBN)
		Dirección Distrital Pando (DPD)
Dirección Distrital del Chaco (DCHA)		
Dirección de Observación Energética Regulatoria (DOER)		
Unidad de Defensa al Consumidor (ODECO)		

Fuente: ANH-RA RA-ANH-DJ-UGJN N° 0039/2022, de 23 de febrero de 2022.
Elaboración: ANH-DPE-Unidad de Planificación y Análisis Estadístico.

Cuadro N° 2
ANH: Estructura organizacional de las áreas transversales y de apoyo

Transversales y de apoyo	Transversales	Dirección de Regulación Económica (DRE)
		Dirección Jurídica (DJ)
	Apoyo	Dirección de Tecnologías de Información y Comunicación (DTIC)
		Dirección de Administración y Finanzas (DAF)
		Dirección de Planificación y Estadística (DPE)
		Unidad de Comunicación Plural (UCP)

Fuente: ANH-RA RA-ANH-DJ-UGJN N° 0039/2022, de 23 de febrero de 2022.
Elaboración: ANH-DPE-Unidad de Planificación y Análisis Estadístico.

2.2 Estructura Recursos Humanos

La ANH cuenta con 420 ítems⁵, la estructura salarial se organiza en tres categorías diferenciadas: nivel superior, nivel ejecutivo y nivel operativo. El nivel operativo concentra 370 ítems (88,1% del total institucional) y representa 79,6% del gasto mensual; el nivel ejecutivo agrupa 49 ítems (11,7%), absorbiendo 20,0% del presupuesto mensual; y el nivel superior comprende 1 ítem (0,2%), equivalente al 0,4% del gasto institucional. Esta distribución evidencia una institución con base operativa, donde el peso estructural y presupuestario descansa fundamentalmente en funciones técnicas y administrativas.

Cuadro N° 3
ANH: Resumen de la Escala Salarial – Planilla 2025
(En número de ítems y bolivianos)

Categoría	N° de Ítems	Costo Mensual	Part. % Ítems	Part. % Costo Mensual
Superior	1	18.072	0,2%	0,4%
Ejecutivo	49	841.973	11,7%	20,0%
Operativo	370	3.356.110	88,1%	79,6%
Total	420	4.216.155		
Costo Anual		50.593.860		

Fuente: MEFP-RM N° 140 de 22 de mayo de 2024.
Elaboración: ANH-DPE-Unidad de Planificación y Análisis Estadístico.
Nota: Los costos son estimados, sujetos a variaciones en la planilla mensual derivadas de las altas y bajas del personal.

⁵ La cifra incluye 71 funcionarios con condición de inamovilidad laboral, derivada de situaciones de discapacidad, enfermedades inmunodepresoras o el ejercicio de paternidad, maternidad o tutoría de personas con discapacidad. Este grupo representa aproximadamente el 17% del total del personal institucional.

Cabe señalar que en noviembre de 2025 se realizó la transición de Gobierno, momento en el cual se identificaron deficiencias en la organización administrativa y capacidad técnica idónea del personal. Esta situación derivó en la ausencia de alertas oportunas respecto a los riesgos que atravesaba el sector, generando un escenario institucional de vulnerabilidad que asumió la nueva administración.

3 LA PLANIFICACIÓN INSTITUCIONAL

La ANH, al igual que todas las entidades públicas, rige su funcionamiento mediante un sistema de planificación estatal organizado en tres niveles: largo plazo (25 años), mediano plazo (5 años) y corto plazo (1 año).

En este marco, la visión de país y el rumbo de las políticas públicas para el periodo 2015-2025 se sustentan en la Agenda Patriótica 2025⁶ y el Plan de Desarrollo Económico y Social (PDES) 2021-2025⁷. De estas directrices nacionales se desprenden instrumentos específicos como el Plan Sectorial de Desarrollo Integral (PSDI) del Sector Energético⁸ y el PEI⁹ de la ANH 2021-2025, ambos con vigencia desde el 2023.

Estos planes establecen los lineamientos estratégicos para la ANH (detallados en el Cuadro N° 1), los cuales se ejecutan operativamente a través de las Acciones de Corto Plazo (ACP). Estas acciones se materializan cada año en el presupuesto y el POA.

En el PEI también se describe la identidad y el propósito de la institución (misión, visión y objetivos estratégicos), como también en el MOF. Toda esta documentación normativa está disponible para consulta pública en la página web oficial de la institución¹⁰.

Cuadro N° 4
ANH: Relación PEI-POA

Plan Estratégico Institucional 2021-2025 (PEI)			Plan Operativo Anual 2025 (POA 2025)	Vinculación con las áreas organizacionales (Sigla Dirección/ Unidad)
Resultado del Plan Sectorial de Desarrollo Integral Energético 2021-2025 (PSDI)	Objetivos Estratégicos Institucionales (OEI)	Acciones Estratégicas Institucionales (AEI)	Acciones de Corto Plazo (ACP)	
<p>4.1.2 Se ha garantizado la producción de gas para la exportación, priorizando el consumo del mercado interno.</p> <p>Indicador: % de cumplimiento de las actividades de regulación, control, supervisión y</p>	<p>1. Garantizar la producción de gas para la exportación, priorizando el consumo del mercado interno.</p>	<p>1. Aplicar de manera integral y continua, en el marco de la política estatal de hidrocarburos, las actividades de regulación, control, supervisión y fiscalización del sector.</p>	<p>1. Fortalecer la gestión de regulación, control, supervisión y fiscalización de las actividades de exploración, explotación, transporte, refinación e industrialización de hidrocarburos de diésel renovable (HVO), biodiésel y diésel sintético orientado a la sustitución de importaciones, mediante la mejora en la aplicación de normativa y la optimización de las herramientas tecnológicas.</p>	<p>DEE DTD DRIP</p>

⁶ Ley N° 650, de 15 de enero de 2015.

⁷ Ley N° 1407, de 09 de noviembre de 2021.

⁸ RM N° 031-2023 del MHE, de 28 de febrero de 2023.

⁹ RA RA-ANH-DJ-UGJN N° 0031/2023, de 15 de febrero de 2023.

¹⁰ <https://www.anh.gob.bo/>

fiscalización del sector hidrocarburos. (PSDI AS12 AMP 1)			2. Fortalecer la gestión institucional, optimizando las actividades de otorgación de derechos, monitoreo del mercado, inspección y fiscalización continua de los usuarios/consumidores y operadores precautelando sus derechos y obligaciones en el transporte, almacenaje, engarrafado, reparación - recalificación de garrafas de GLP, comercialización de combustibles líquidos y GNV y distribución de gas por redes, a nivel nacional acorde a la normativa vigente, haciendo énfasis en la lucha contra el contrabando de combustibles.	DRD DDT DB DOER ODECO Direcciones Distritales
1.1.4 Se ha fortalecido la gestión empresarial de las empresas estratégicas del estado. Indicador: Ejecución Financiera del POA. (PSDI AS 1 AMP 2)	2. Gestionar de manera eficiente los recursos asignados a la regulación del sector energético .	2. Promover la gestión de las entidades públicas transformando la matriz productiva y fortaleciendo la independencia y soberanía económica.	3. Gestionar los procesos de operación, mantenimiento y modernización de la plataforma tecnológica de información y comunicación para el fortalecimiento de la gestión regulatoria, en estricto cumplimiento a la normativa vigente.	DTIC
7.1.7 Se ha fortalecido la gestión pública para el ejercicio democrático e institucional del estado, conforme a las necesidades del pueblo boliviano, fortaleciendo el acceso a la información y comunicación. Indicador: Informe anual de seguimiento. (PDES AMP 3)	3. Gestionar las acciones de coordinación, apoyo institucional, seguimiento y evaluación.	3. Gestión pública a través de acciones de coordinación, apoyo institucional, seguimiento y evaluación.	4. Planificar, organizar, ejecutar y controlar las actividades técnicas, administrativas, legales y operativas de apoyo a la gestión regulatoria y control interno en aplicación del ordenamiento jurídico administrativo con transparencia, imagen Institucional y cero tolerancia al soborno. 5. Regular, controlar y fiscalizar los aspectos económicos de las actividades de la cadena hidrocarburífera conforme a la normativa vigente.	UCP UAI UTLC DAF DPE DJ DRE

Fuente: Plan Estratégico Institucional 2021-2025.

Elaboración: ANH-DPE-Unidad de Planificación y Análisis Estadístico.

AMP: Acción de Mediano Plazo.

Nota: Los números representan sus códigos.

En el POA 2025, las cinco ACP descritas en el cuadro previo, constituyen el eje de ejecución, desagregándose en 130 objetivos específicos y 1.523 operaciones.

Durante la gestión 2025, el POA fue objeto de cinco reformulaciones¹¹, como resultado de ello, el número de operaciones disminuyó de 1.536 a 1.523, lo que representa una reducción neta de 13 operaciones (equivalente a una variación negativa del 0,8% respecto a la programación inicial).

4 LOS RESULTADOS FINANCIEROS Y FÍSICOS

Para la gestión 2025, la entidad contó con un **presupuesto aprobado de Bs232 millones** para sus operaciones anuales. Al tratarse de un techo presupuestario, su asignación no supone liquidez total inmediata en las libretas institucionales. Durante el periodo reportado, este presupuesto se mantuvo sin variaciones ni modificaciones.

¹¹ 1er reformulado mediante RA-ANH-DJ-UGJN N° 0018/2025, de 6 de febrero de 2025; 2do reformulado mediante la N° 0058/2025, de 24 de marzo de 2025; 3er reformulado mediante la N° 0113/2025, de 28 de mayo de 2025; 4to reformulado mediante la N° 0170/2025, de 15 de agosto de 2025; y 5to reformulado mediante la N° 0221/2025, de 30 de septiembre de 2025.

Los compromisos asumidos en la RPC Inicial 2025 se encuentran vinculados a la planificación institucional; es decir, a lo programado en el POA 2025. Bajo este marco, los resultados globales alcanzados al 31 de diciembre de 2025 son los siguientes:

- **Ejecución presupuestaria:** Se alcanzó un gasto devengado de Bs172 millones, lo que representa una ejecución del 74,3% respecto al presupuesto programado.
- **Ejecución física:** El cumplimiento de las metas y actividades operativas alcanzó un nivel del 98,5% (véase Anexo N° 2).

En los siguientes acápite se presentan los resultados financieros de la entidad, así como el nivel de ejecución física correspondiente a cada área organizacional, incluyendo en cada caso una referencia al contexto de operación.

4.1 Ejecución del presupuesto y contrataciones

Considerando el presupuesto total aprobado para la ANH (Bs232 millones) se observó un cierto equilibrio financiero en su desempeño; no obstante, se identificó una diferencia entre la programación presupuestaria y su ejecución real (Cuadros N° 5 y N° 6). El comportamiento presupuestario descrito refleja una brecha sostenida entre el presupuesto vigente y su ejecución efectiva, tanto en términos de recursos y en consecuencia en los egresos devengados.

Respecto a los ingresos, se registró una ejecución de Bs182 millones, equivalente al 78,5%; en contraste, el gasto alcanzó Bs172 millones, lo que representa un 74,3% de cumplimiento.

Cuadro N° 5
ANH: Ejecución presupuestaria de recursos
Al 31 de diciembre de 2025
(En bolivianos y porcentajes de ejecución)

FUENTE DE FINANCIAMIENTO	ORGANISMO FINANCIADOR	RUBRO	DESCRIPCIÓN	E.T.	PRESUPUESTO APROBADO (LEY N° 1613 DE 01/01/2025)	MODIFICACIONES	PRESUPUESTO VIGENTE	EJECUCIÓN PRESUPUESTARIA	% DE EJECUCIÓN
20	230		Recursos Específicos		134.345.147	-	134.345.147	91.123.612	67,9
		15000	TASAS, DERECHOS Y OTROS INGRESOS		129.375.039	-	129.375.039	91.112.227	70,4
		15100	Tasas	0000	47.635.714	-	47.635.714	65.156.730	136,8
		15200	Derechos	0000	5.524.918	-	5.524.918	7.246.423	131,2
		15910	Multas	0000	26.587	-	26.587	54.988	206,8
		15990	Otros Ingresos no Especificados	0000	76.187.820	-	76.187.820	18.654.085	24,5
		35000	DISMINUCIÓN Y COBRO DE OTROS ACTIVOS FINANCIEROS		4.970.108	-	4.970.108	11.386	0,2
		35210	Disminución de Cuentas por Cobrar a Corto Plazo	0000	4.970.108	-	4.970.108	-	-
41	111		Transferencias TGN		97.846.144	-	97.846.144	91.142.196	93,1
		19000	TRANSFERENCIAS CORRIENTES		97.846.144	-	97.846.144	91.142.196	93,1
		19211	Por Subsidios o Subvenciones	0099	97.846.144	-	97.846.144	91.142.196	93,1
			TOTAL		232.191.291	-	232.191.291	182.265.808	78,5

Fuente: Sistema de Gestión Pública – SIGEP.

Elaboración: ANH-DAF-Unidad de Finanzas.

Cuadro N° 6
ANH: Ejecución presupuestaria de gastos
Al 31 de diciembre de 2025
(En bolivianos y porcentajes de ejecución)

FUENTE DE FINANCIAMIENTO	ORGANISMO FINANCIADOR	GRUPO DE GASTO	DESCRIPCIÓN	PRESUPUESTO APROBADO (LEY N° 1613 DE 01/01/2025)	MODIFICACIONES PRESUPUESTARIAS	PRESUPUESTO VIGENTE	EJECUCIÓN PRESUPUESTARIA	% DE EJECUCIÓN
41	111		Transferencias TGN	97.846.144	-	97.846.144	91.406.441	93,4
		10000	Servicios Personales	65.199.221	-	65.199.221	63.193.115	96,9
		20000	Servicios No Personales	23.036.927	385.943	23.422.870	21.057.648	89,9
		30000	Materiales y Suministros	6.036.296	695.616	6.731.912	4.963.557	73,7
		40000	Activos Reales	3.315.561	1.385.262	1.930.299	1.879.577	97,4
		70000	Transferencias	8.352	8.352	16.704	15.779	94,5
		80000	Impuestos, Regalías y Tasas	21.774	6.764	28.538	8.119	28,4
		90000	Otros Gastos	228.013	288.587	516.600	288.647	55,9
GASTO CORRIENTE				97.846.144	-	97.846.144	91.406.441	93,4
42	230		Transferencias de Recursos Específicos	134.345.147	-	134.345.147	81.041.521	60,3
		70000	Transferencias	134.345.147	-	134.345.147	81.041.521	60,3
TRANSFERENCIAS DE RECURSOS ESPECÍFICOS				134.345.147	-	134.345.147	81.041.521	60,3
TOTAL				232.191.291	-	232.191.291	172.447.962	74,3

Fuente: Sistema de Gestión Pública – SIGEP.
Elaboración: ANH-DAF-Unidad de Finanzas.

En relación con la ejecución del Plan Anual de Contrataciones – PAC durante 2025 fue la siguiente:

Cuadro N° 7
ANH: Ejecución presupuestaria del PAC por modalidad
Al 31 de diciembre de 2025
(En bolivianos)

Modalidad	Presupuesto ejecutado
Contratación menor	5.211.572
ANPE	1.859.553
Licitación pública	1.420.509
Contratación directa	1.283.532
Contratación por excepción	-
Monto del presupuesto ejecutado del PAC 2025	9.775.166

Fuente: Sistema de Contrataciones Estatales – SICOES.
Elaboración: ANH-DAF-Unidad de Finanzas.

En el ámbito económico-financiero y en cumplimiento de la normativa vigente, tras el cierre de la gestión 2025, la ANH procedió con la elaboración de sus estados financieros. Una vez auditados, estos serán presentados antes de finalizar febrero de 2026 al Ministerio de Economía y Finanzas Públicas (MEFP) y a la Contraloría General del Estado (CGE). Este conjunto de documentos, orientado a transparentar la gestión de recursos, se compone de:

- **Balance general:** Muestra la situación financiera (activos, pasivos y patrimonio) a una fecha determinada.
- **Estado de recursos y gastos corrientes:** Refleja los ingresos obtenidos y los gastos operativos realizados.

- **Estado de flujo de efectivo:** Detalla las entradas y salidas de dinero en efectivo durante el periodo.
- **Estado de cambios en el patrimonio neto:** Registra las variaciones en el valor de la institución.
- **Estados de ejecución presupuestaria (de recursos y de gastos):** Comparan el presupuesto que se planificó frente a lo que realmente se recaudó y se gastó.
- **Cuenta Ahorro-Inversión-Financiamiento (CAIF):** Resume el resultado financiero y cómo se financió la operación.
- **Notas a los estados financieros e información complementaria:** Explican a detalle los datos numéricos para una mejor comprensión.

4.2 Dirección General de Regulación de Producción, Transporte y Unidades de Proceso (DGRPTU)

La DGRPTU¹² tiene el objetivo de organizar, dirigir y gestionar la regulación, control, supervisión y fiscalización de las actividades de exploración, explotación, transporte por ductos, refinación, industrialización, petroquímica y unidades de proceso, conforme a normativa vigente del sector de hidrocarburos.

Para ello, estructura su gestión a través de tres Direcciones: Exploración y Explotación (DEE), Transporte por Ductos (DTD) y Refinación, Industrialización y Petroquímica (DRIP). En consecuencia, el Cuadro N° 8 expone los **resultados agregados** del POA correspondientes a la gestión 2025.

Cuadro N° 8
DGRPTU: Resultados de la ejecución de operaciones del POA
Gestión 2025

Sigla Dirección	Personal (1)	Objetivos específicos	Operaciones cuantitativas	Operaciones cualitativas	Total operaciones	% Ejecución de sus operaciones	
						Cuantitativas	Cualitativas
DEE	9	4	22	15	37	100%	100%
DTD	9	8	12	20	32	100%	100%
DRIP	10	7	26	25	51	100%	100%

Fuente: Formularios SEVPOA-04 presentados por las Direcciones.

Elaboración: ANH-DPE-Unidad de Planificación y Análisis Estadístico.

(1): Representa la totalidad de ítems asignados a la Dirección, independientemente de su estado de ocupación o vacancia.

A continuación, se presenta el desglose por Dirección, abordando su alcance operativo, la problemática identificada y los resultados institucionales de la gestión 2025.

¹² MOF aprobado mediante RA RA-ANH-DJ-UGJN N° 0145/2025 de 18 de julio de 2025.

4.2.1 Dirección de Exploración y Explotación (DEE)

a) Contexto y alcance operativo

Conforme al MOF, la DEE tiene como propósito dirigir la regulación, control, supervisión y fiscalización de las actividades de exploración y explotación hidrocarburífera, verificando el cumplimiento de objetivos de gestión y coadyuvando al desarrollo de funciones institucionales, en el marco de las atribuciones conferidas por la Ley N° 3058, la Ley N° 767, el DS N° 28420, el DS N° 5114 y su normativa conexas.

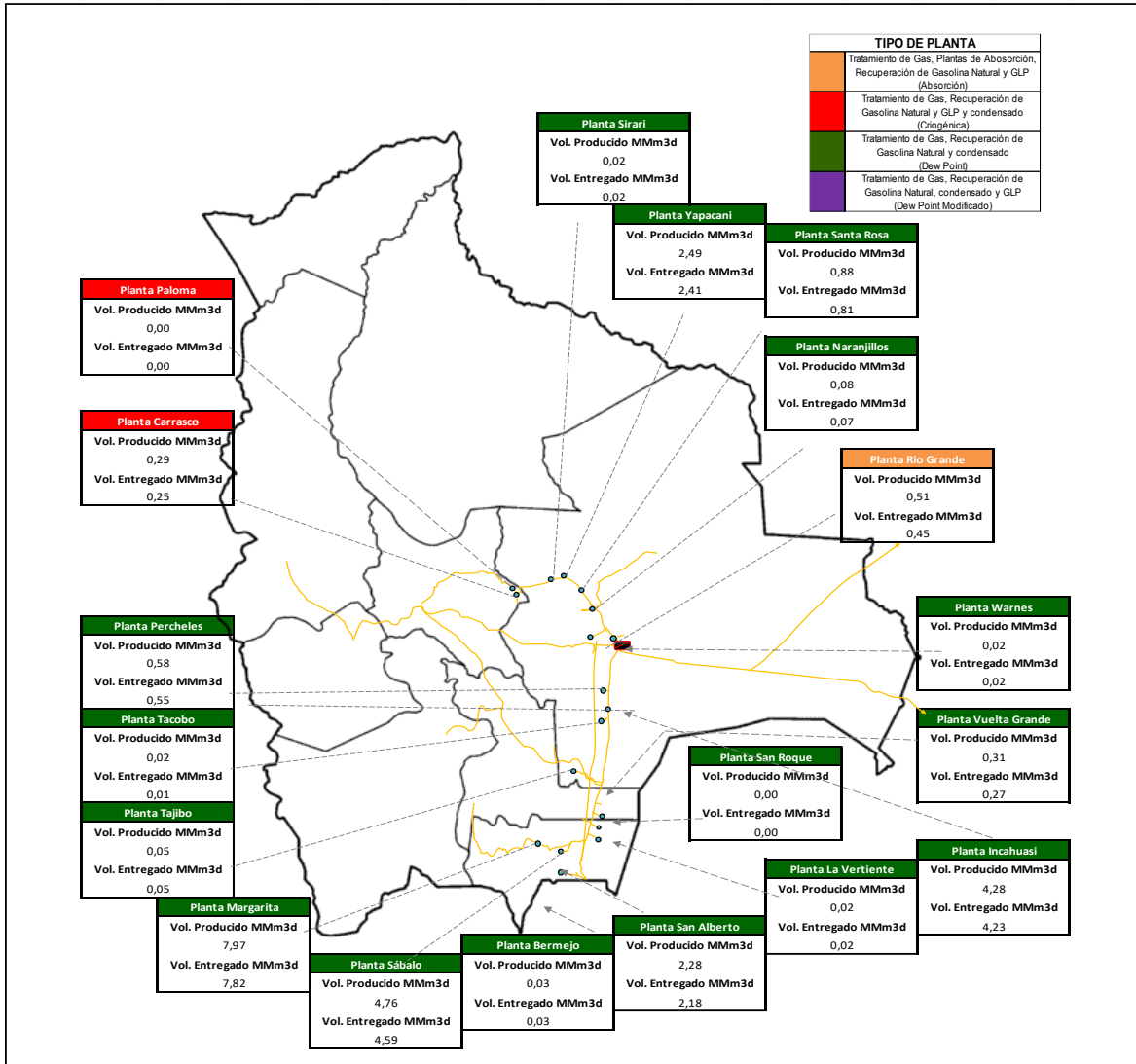
En el mismo instrumento se establece que la Unidad de Exploración, Perforación y Producción (UEP), como instancia dependiente, es responsable de ejecutar las acciones de regulación, supervisión, control y fiscalización en el ámbito técnico-operativo, contribuyendo al cumplimiento de metas institucionales y ejerciendo competencias previstas en la Ley N° 3058, la Ley N° 767, el DS N° 28420, el DS N° 5114 y disposiciones complementarias.

En ese contexto, y conforme a las RA RAN-ANH-DJ N° 31/2018 y RAN-ANH-DJ-UGJN N° 0001/2023, la DEE efectúa el seguimiento y verificación de la información remitida por Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB) y por los operadores de campos en producción, relativa a parámetros operativos de plantas y pozos, volúmenes de gas natural, hidrocarburos líquidos y demás variables técnicas asociadas.

De acuerdo con la Ley N° 3058 de Hidrocarburos y la normativa vinculada al Comité de Producción y Demanda (PRODE), esta instancia formula la programación de producción y entregas de hidrocarburos líquidos por campo, así como de GLP proveniente de plantas de procesamiento, la cual es aprobada mediante RA.

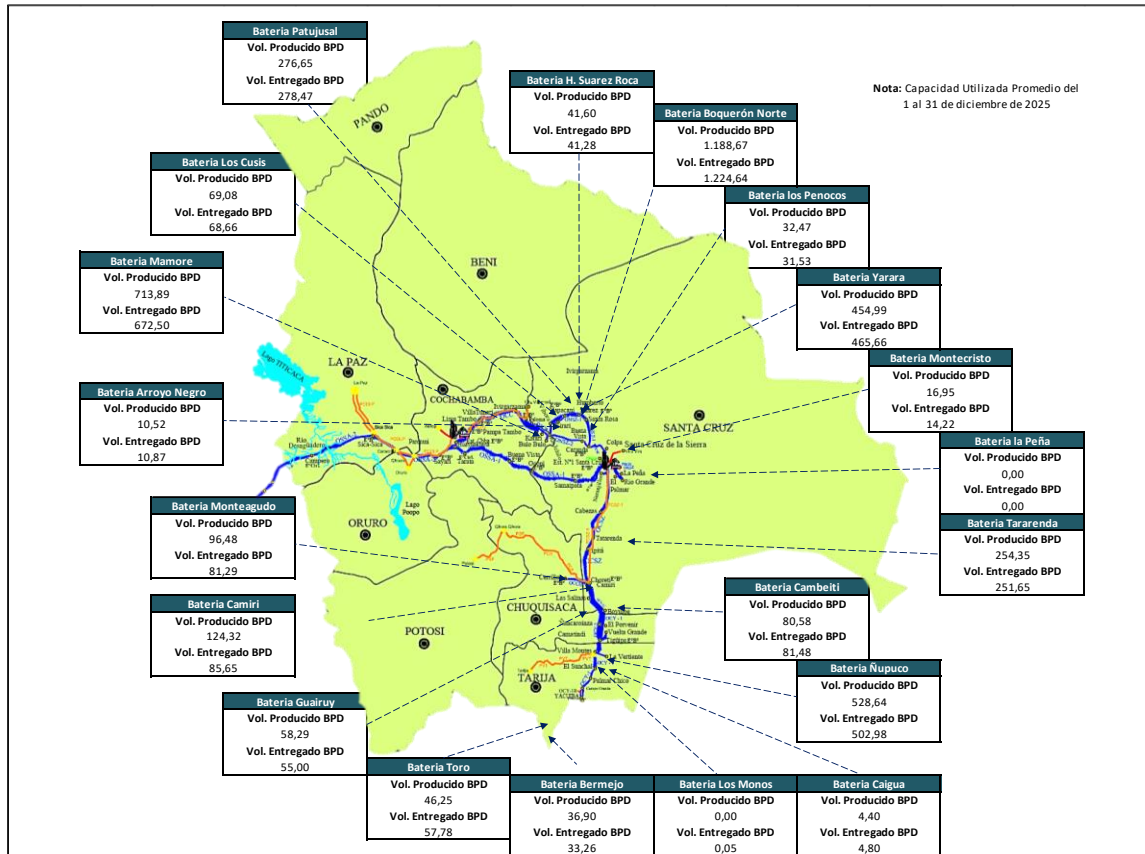
Adicionalmente, en cumplimiento del Reglamento de Normas Técnicas y de Seguridad para las Actividades de Exploración y Explotación de Hidrocarburos, aprobado por el DS N° 5114, se realizan inspecciones técnicas a la operación, mantenimiento y condiciones de seguridad de plantas de procesamiento de gas natural y baterías de producción a nivel nacional. El detalle de las facilidades actualmente en funcionamiento se presenta en los siguientes gráficos:

Bolivia: Plantas de procesamiento de gas natural



Fuente: ANH-Dirección de Exploración y Explotación
Elaboración: ANH-Dirección de Exploración y Explotación.

Bolivia: Baterías de separación de líquidos



Fuente: ANH-Dirección de Exploración y Explotación.

Elaboración: ANH-Dirección de Exploración y Explotación.

Asimismo, en cumplimiento del Reglamento de Normas Técnicas y de Seguridad para las Actividades de Exploración y Explotación de Hidrocarburos, aprobado mediante el DS N° 5114, esta Dirección ejerce el control y la supervisión técnica de los proyectos de exploración ejecutados por YPFB y por los titulares de contratos de servicios petroleros.

b) Análisis de la gestión

Durante el periodo enero–noviembre de la gestión 2025, la DEE desarrolló sus funciones bajo restricciones estructurales que limitaron el ejercicio pleno de las competencias asignadas por la Ley N° 3058, la Ley N° 767 y el DS N° 5114 (Reglamento de Normas Técnicas y de Seguridad para las Actividades de Exploración y/o Explotación de Hidrocarburos – RNTS).

Los principales obstáculos críticos identificados fueron los siguientes:

- Insuficiencia de capacidad operativa —tanto en recursos humanos como en soporte logístico—, lo que redujo la cobertura y la oportunidad de las acciones de regulación,

supervisión, control y fiscalización previstas en la normativa sectorial y disposiciones conexas.

Entre noviembre y diciembre de 2025, la DEE atravesó una etapa de transición institucional y reorganización interna, preservando la continuidad de las funciones regulatorias establecidas en el marco jurídico vigente.

Los principales desafíos abordados fueron:

- Reestructuración del equipo técnico ante la conclusión de contratos de consultorías individuales en línea, garantizando la continuidad operativa y el cumplimiento de obligaciones regulatorias.
- Optimización de los flujos de gestión documental, elaboración de informes especializados y sistemas de archivo, con el objetivo de asegurar integridad, trazabilidad y disponibilidad de la información generada.
- Adecuación de los procesos internos a criterios de eficiencia, oportunidad y transparencia, en el marco de las atribuciones conferidas por la normativa sectorial.
- Sostenimiento de las actividades de supervisión, control y fiscalización, permitiendo el cumplimiento de metas prioritarias de cierre de gestión.
- Priorización técnica de inspecciones en campo, focalizada en operaciones de mayor relevancia asociadas a proyectos ejecutados por YPF Casa Matriz, en su condición de operador.

c) Logros destacados

Regulación

Evaluación de propuestas de bandas de precios remitidas por YPF para la gestión 2025

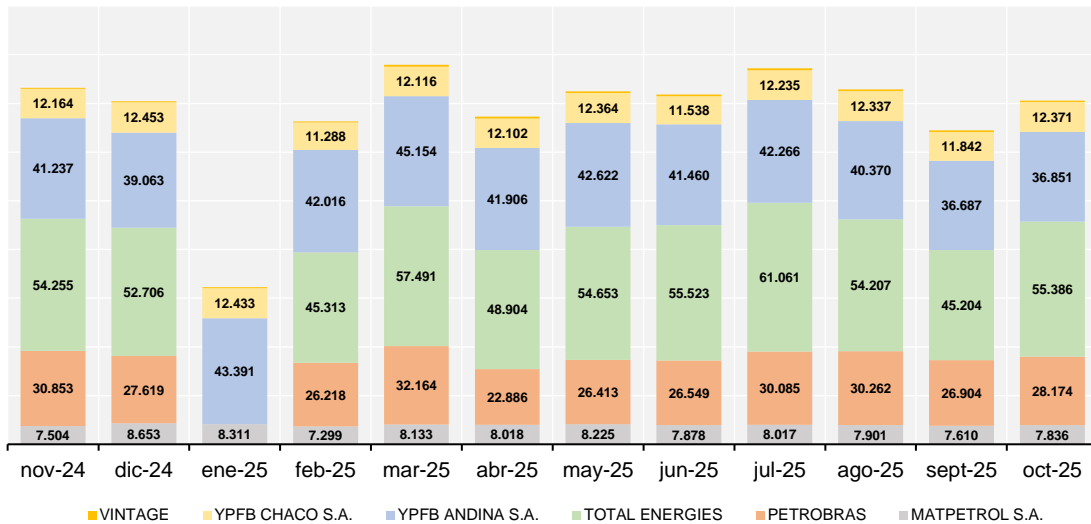
En cumplimiento del DS N° 3278, de 9 de agosto de 2016, que aprueba el Reglamento de Costos Recuperables y Costos Reportados Aprobados, se llevó a cabo la coordinación interinstitucional, el análisis técnico de la banda de precios correspondiente a la gestión 2025. Como resultado de dicho proceso, se emitió la RA RAR-ANH-DJ-UGJN N° 0484/2025, de 29 de julio de 2025, instrumento en virtud del cual YPF debe establecer los parámetros aplicables para la aprobación de costos recuperables y costos reportados aprobados, conforme al marco regulatorio vigente.

Validación de certificación mensual de volúmenes sujetos a incentivos y sus respectivos montos para titulares de contratos de servicios petroleros

En el marco a lo establecido en la Ley N° 767 de Promoción para la Inversión en Exploración y Explotación Hidrocarburífera, de 11 de diciembre de 2015, y su reglamentación vigente, durante la gestión 2025 se aprobó la certificación de volúmenes sujetos a incentivos

correspondientes al periodo de noviembre de 2024 a octubre de 2025, de acuerdo con el siguiente detalle:

Gráfico N° 1
Bolivia: Certificación de volúmenes sujetos a incentivos
Noviembre 2024 – Octubre 2025
 (En volúmenes)



Fuente: ANH-Dirección de Exploración y Explotación en base a RA emitidas por la DJ.
 Elaboración: ANH-DPE-Unidad de Planificación y Análisis Estadístico.

Asimismo, corresponde señalar que, durante el periodo analizado, la certificación de volúmenes sujetos a incentivos para la producción incremental de condensado asociado al gas natural se vio impactada por la volatilidad del precio promedio del West Texas Intermediate (WTI), variable de referencia que incide directamente en los cálculos establecidos en la normativa aplicable.

Por otra parte, en lo relativo a los montos aprobados en el marco de las atribuciones conferidas por la Ley N° 767, su reporte corresponde a la DRE, instancia responsable de la verificación, validación y autorización de dichos valores conforme a los procedimientos vigentes.

Validación de certificación mensual de volúmenes sujetos a incentivos y sus respectivos montos para YPFB operador

En lo correspondiente al procedimiento establecido en el Artículo 15 del DS N° 2830 modificado por medio del DS N° 4616, así como en cumplimiento a lo establecido en el Capítulo II del Reglamento aprobado mediante la Resolución Ministerial (RM) N° 183-2021 y la modificación realizada mediante la RM N° 127-2025, de 02 de septiembre de 2025, que en su Artículo 1 establece que: “La presente RM tiene por objeto realizar modificaciones al ‘Reglamento para establecer los procedimientos para la aplicación del incentivo a titulares de los contratos de servicios petroleros y YPFB cuando opere por sí misma’, aprobado por

RM N° 183-2021, de 30 de diciembre de 2021 (...). Durante la gestión 2025, se emitieron informes técnicos correspondientes al proceso de certificar mensualmente volúmenes sujetos a incentivos de campos operados por YPFB Casa Matriz y aprobación de la certificación de volúmenes sujetos a incentivos para los campos operados por YPFB.

Evaluación Técnica de Planes Anuales de Operación de YPFB Casa Matriz

En el marco de la RM N° 183-2021, de 30 de diciembre de 2021, mediante la cual se aprueba el “Reglamento para establecer los procedimientos para la aplicación del incentivo a titulares de los contratos de servicios petroleros y YPFB cuando opere por sí misma”, este Ente Regulador analizó la información remitida por YPFB en su nota GNEE-5272-624/2025, de fecha 30 de septiembre de 2025 y complementada mediante la nota GNEE-6235-716/2025, de fecha 18 de noviembre de 2025, emitiendo la aprobación de los POA para la gestión 2025, mediante nota ANH 43651 DEE 0375/2025, los planes corresponden a las Áreas la Vertiente y los Suris, Bermejo y otros, Surubí, Mamoré I, Yará, Cambeiti y Monteagudo.

Autorización para compra de propano en plantas de procesamiento de gas natural

En el marco de la RA RAN-ANH-DJ-UGJN N° 0002/2023, de 2 de febrero de 2023, que aprueba las “Especificaciones de Calidad y el Listado de Productos Intermedios de Refinerías y/o Plantas de Extracción de Licuables” y “Reglamento para las especificaciones de calidad y el procedimiento para la comercialización de productos intermedios de refinerías y/o plantas de extracción de licuables” acorde a lo estipulado al DS N° 4718, este Ente Regulador realizó el procesamiento de las solicitudes para compra de productos intermedios (Propano) de refinerías y/o plantas de extracción de licuables para consumo propio, para las plantas de procesamiento de gas natural detalladas a continuación:

Cuadro N° 9
DEE: Procesamiento de las solicitudes
para compra de productos intermedios (propano)
Al 31 de diciembre de 2025

Operador	Planta	RA
YPFB chaco s.a.	Santa Rosa Percheles	RAR-ANH-DJ-UGJN N° 0033/2025
YPFB andina s.a.	Yapacaní	RAR-ANH-DJ-UGJN N° 0053/2025
	Sirari	RAR-ANH-DJ-UGJN N° 0054/2025
Repsol E&P Bolivia S.A.	Margarita	RAR-ANH-DJ-UGJN N° 0126/2025
Fluxus Bolivia S.A.	Tajibo	RAR-ANH-DJ-UGJN N° 0596/2025
Petrobras Bolivia S.A.	San Alberto	RAR-ANH-DJ-UGJN N° 0770/2025
	Sábalo	RAR-ANH-DJ-UGJN N° 0769/2025
Totalenergies EP Bolivie sucursal Bolivia	Incahuasi	RAR-ANH-DJ-UGJN N° 0699/2025

Fuente: ANH-Dirección de Exploración y Explotación.
 Elaboración: ANH-DPE-Unidad de Planificación y Análisis Estadístico.

Control

Generación de reportes estadísticos de las operaciones de exploración, perforación y producción

Se emitieron los reportes mensuales para los meses de diciembre de 2024 a noviembre de 2025, de las operaciones de perforación, terminación e intervención de pozos exploratorios y de desarrollo, en base a la información remitida por YPFB y las empresas operadoras.

Control de los reportes de calidad de GLP de plantas de procesamiento de gas natural mediante el sistema octano

La verificación al cumplimiento de las especificaciones indicadas en el Anexo A del DS N° 4718 fue realizado para los meses de diciembre de 2024 a noviembre de 2025.

Supervisión

Supervisión a las actividades de perforación, terminación y/o intervención de pozos.

En cumplimiento al POA 2025 se programó la supervisión a las actividades de perforación, terminación y/o intervención pozos, de acuerdo con el siguiente detalle:

Cuadro N° 10
ANH: Procesamiento de las solicitudes para compra de productos intermedios
(propano)
(Al 31 de diciembre de 2025)

Operador	Pozo	Actividad
YPFB Corporación	La Vertiente-2 (LVT-2)	Intervención
YPFB Chaco S.A.	Churumas-4D (CHU-4D)	Perforación
YPFB Andina S.A.	Tundy-8 (TDY-8)	Intervención
YPFB Andina S.A.	Vibora-31 (VBR-31)	Intervención
YPFB Andina S.A.	Tundy-6 (TDY-6)	Intervención

Fuente: ANH-Dirección de Exploración y Explotación.

Elaboración: ANH-DPE-Unidad de Planificación y Análisis Estadístico.

A continuación, se presenta el registro fotográfico de las actividades realizadas por la ANH:

ANH: Supervisión a las actividades de perforación, terminación y/o intervención





Fuente: ANH-Dirección de Exploración y Explotación.
Elaboración: ANH-Dirección de Exploración y Explotación.

Supervisión a las plantas de procesamiento de gas natural y baterías de producción de hidrocarburos líquidos

En cumplimiento al Plan Operativo Anual – POA 2025 se desarrolló y programó la Supervisión a la Operación y Seguridad de las Plantas de Procesamiento de Gas Natural y Baterías de Procesamiento de Hidrocarburos Líquidos operados a nivel Nacional, alcanzando un total de 32 supervisiones durante la gestión 2025.

ANH: Supervisión a las plantas de procesamiento de gas natural y baterías de producción de hidrocarburos líquidos





Fuente: ANH-Dirección de Exploración y Explotación.
Elaboración: ANH-Dirección de Exploración y Explotación.

Supervisión a la calidad de GLP en plantas de procesamiento de gas natural

En el marco de lo establecido en el Reglamento de Calidad de Carburantes aprobado mediante el DS N° 4718, de 18 de mayo de 2022, se contrató el servicio de verificación de calidad de GLP de plantas de procesamiento de gas natural con facilidades de extracción de licuables, mediante el cual YPFB Refinación (YPFBR) S.A, realizó el muestreo del GLP producido en plantas y su análisis su laboratorio, a objeto de verificar el cumplimiento a los parámetros de calidad establecidos en el Anexo A del reglamento referido.

ANH: Supervisión a la calidad de GLP en plantas de procesamiento de gas natural



Fuente: ANH-Dirección de Exploración y Explotación.
Elaboración: ANH-Dirección de Exploración y Explotación.

Fiscalización

Fiscalización a la producción de hidrocarburos en campos operados por YPFB casa matriz.

En el marco del DS N° 4616 de 10 de noviembre de 2021 y RM N° 0183/2021 de 30 de diciembre de 2021, la ANH viene realizando su rol de fiscalizador en los campos ubicados en el área La Vertiente y Los Suris, Planta Bermejo y Batería Bermejo y Toro, y Baterías ubicadas en el Área Mamoré I y Surubí, Campos Yarárá, Cambaiti y Monteagudo.

Bolivia: Planta de gas la Vertiente



Bolivia: Planta Bermejo y Baterías Bermejo y Toro



Bolivia: Área Surubi y Mamoré I



Bolivia: Campos Cambeiti y Monteagudo



Fuente: ANH-Dirección de Exploración y Explotación.
Elaboración: ANH-Dirección de Exploración y Explotación.

Fiscalizar las actividades de perforación desarrolladas por YPFB casa matriz in situ

La ANH viene realizando la fiscalización de los proyectos de perforación de Pozos exploratorios y de investigación estratigráfica: Bermejo X46D, Yapucaiti X1, Iñau X3D y Tomachi X1 IE.

ANH: Fiscalizar las actividades de perforación desarrolladas por YPFB casa matriz in situ





Fuente: ANH-Dirección de Exploración y Explotación.
Elaboración: ANH-Dirección de Exploración y Explotación.

4.2.2 Dirección de Transporte por Ductos (DTD)

a) Contexto y alcance operativo

Actualmente la DTD regula, controla, supervisa y fiscaliza las actividades del transporte de hidrocarburos por ductos de las siguientes empresas:

Cuadro N° 11
Bolivia: Red de gasoductos

Sistema de transporte	Longitud (km.)	Empresa
GAA - Río Grande La Paz	779	YPFB Transporte
GTC - Taquiperenda - Cochabamba	582	YPFB Transporte
GTS - Tarabuco - Sucre	44	YPFB Transporte
GSP - Sucre - Potosí	100	YPFB Transporte
GSCY - Yacuiba - Río Grande	441	YPFB Transporte
GCY - Carrasco - Yapacani	76	YPFB Transporte
GYC - Yapacani - Colpa	114	YPFB Transporte
GSCY - Colpa - Río Grande	88	YPFB Transporte
DGCM - Colpa - Mineros	64	YPFB Transporte
GIJA - Campo Grande - Madrejones	13	YPFB Transporte
GRSZ - Río Grande - Santa Cruz	46	YPFB Transporte
GVT - Villamontes - Tarija	174	YPFB Transporte
GCC - Carrasco - Cochabamba	250	YPFB Transporte
DGTP - Tarija - El Puente	85	YPFB Transporte
LGCC - Caranda - Colpa	33	YPFB Transporte
GTB - Río Grande - Mutún	557	Gas Transboliviano
GOB - Est. Chiquitos - San Matías	363	Gas Oriente Boliviano
GASYRG - Yacuiba - Río Grande	431	YPFB Transierra
GEPC - El Puente - Camargo	71	Gob. Chuquisaca
GMSR - Mineros - San Ramón	99	CRE

Fuente: ANH-Dirección de Transporte por Ductos.

Elaboración: ANH-Dirección de Transporte por Ductos.

Cuadro N° 12
Bolivia: Red de poliductos

Poliducto	Longitud (Km)	Empresa
PCOLP - Poliducto Cochabamba – La Paz	372	YPFB Transporte S.A.
PCPV - Poliducto Cochabamba – PTO. Villarroel	224	YPFB Transporte S.A.
PCSZ-1 - Poliducto Santa Cruz - CHORETY	270	YPFB Transporte S.A.
PSP - Poliducto Sucre - Potosí	113	YPFB Transporte S.A.
PCS - Poliducto Chorety - Sucre	312	YPFB Transporte S.A.

Poliducto	Longitud (Km)	Empresa
PVT - Poliducto Villamontes - Tarija	176	YPFB Transporte S.A.
PPVV - Poliducto Refinería Palmasola – Aeropuerto Viru Viru	32	YPFB Refinación S.A.
PVAC - Poliducto Refinería. G. Villarroel – Aeropuerto J. Wiltermann	372	YPFB Refinación S.A.

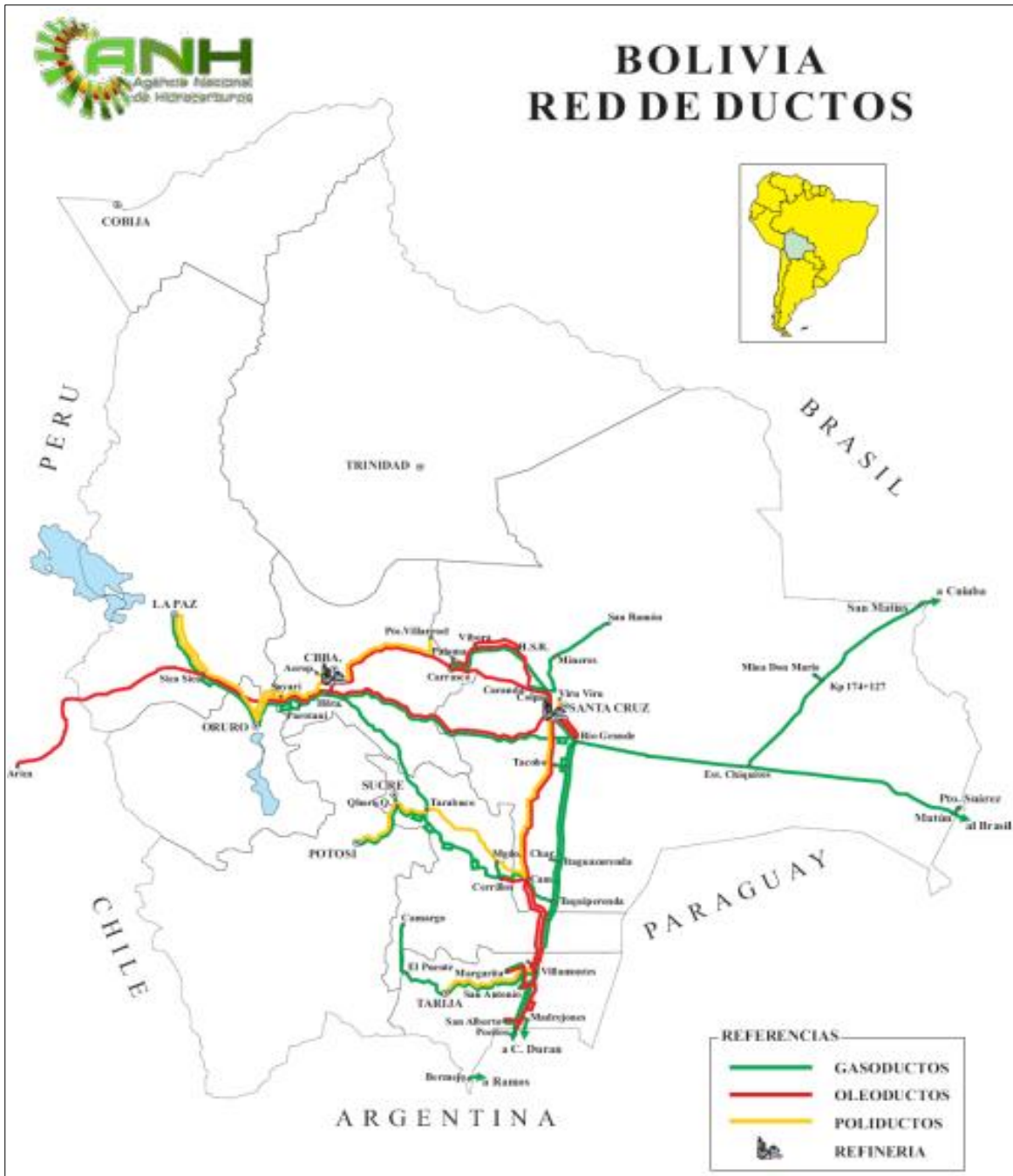
Fuente: ANH-Dirección de Transporte por Ductos.
Elaboración: ANH-Dirección de Transporte por Ductos.

Cuadro N° 13 Bolivia: Red de oleoductos

Sistema de transporte por oleoductos	Longitud (Km)	Empresa
OSSA - Santa Cruz - Arica	972	YPFB Transporte
ONSZ-1 - Carrasco-Víbora-Caranda	193	YPFB Transporte
ONSZ-2 - Carrasco-Caranda	126	YPFB Transporte
OCSC - Caranda - Santa Cruz	72	YPFB Transporte
ORSZ - Río Grande - Santa Cruz	52	YPFB Transporte
PRSZ - Propanoducto Río Grande - STC	48	YPFB Transporte
OCY-1 - Camiri - Yacuiba (TPC-ETG)	261	YPFB Transporte
OCY-2 - Camiri - Villamontes (ETG-ECH)	164	YPFB Transporte
OCCH - Cerrillos - Chorety	57	YPFB Transporte
OSCR - Surubi - Carrasco	26	YPFB Transporte
OCC - Carrasco - Cochabamba	247	YPFB Transporte

Fuente: ANH-Dirección de Transporte por Ductos.
Elaboración: ANH-Dirección de Transporte por Ductos.

Bolivia: Red de ductos

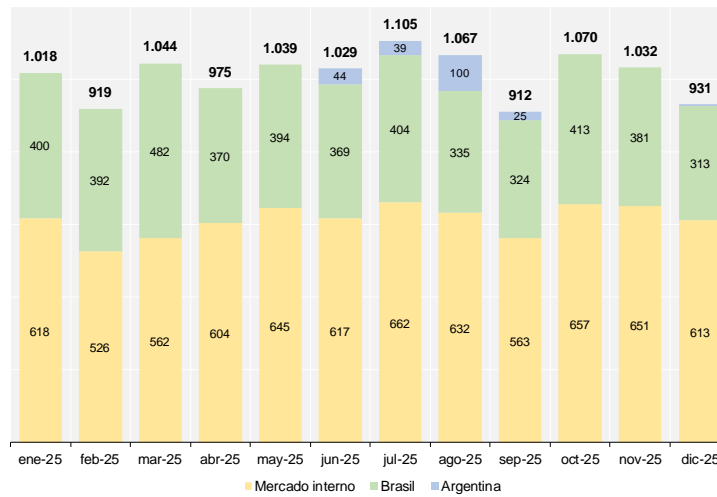


Fuente: ANH-Dirección de Transporte por Ductos.
Elaboración: ANH-Dirección de Transporte por Ductos.

b) Análisis de gestión

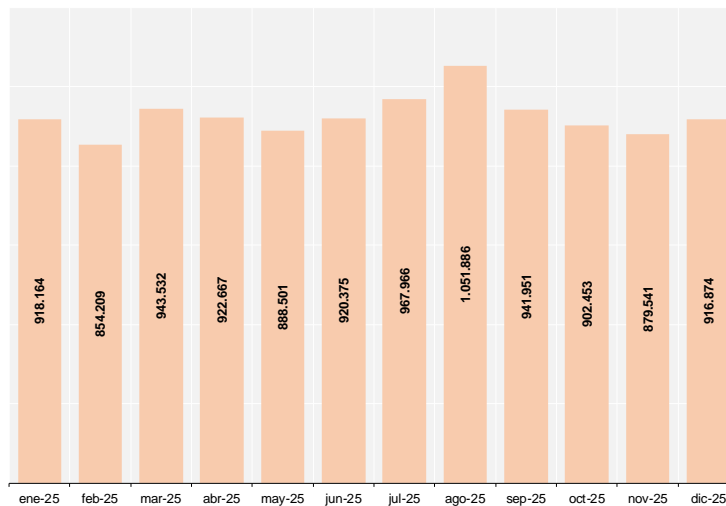
Durante 2025, se controló los volúmenes de hidrocarburos transportados por el sistema de ductos, información reportada mensualmente al Ministerio de Hidrocarburos y Energía (MHE), conforme los siguientes gráficos:

Gráfico N° 2
Bolivia: Volúmenes de Gas Natural Transportados
Enero 2025 – Diciembre 2025
 (En MMm3)



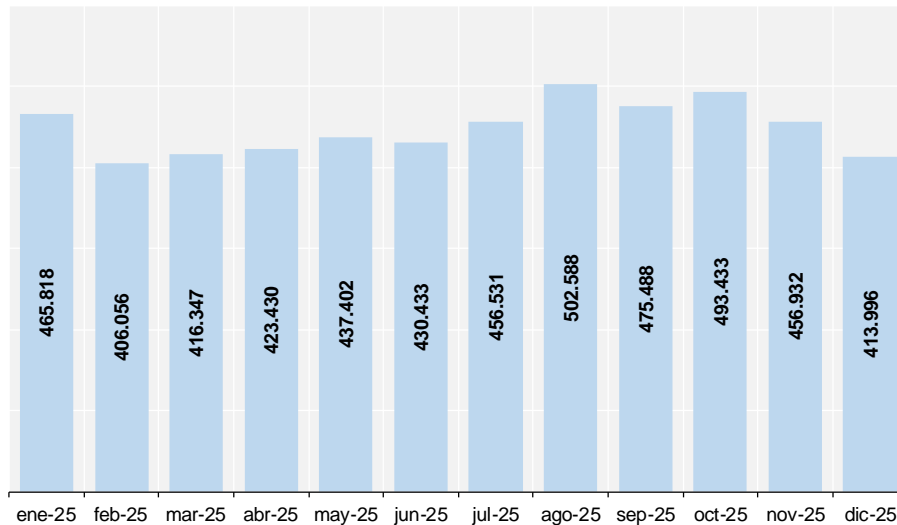
Fuente: ANH-Dirección de Transporte por Ductos.
 Elaboración: ANH-DPE-Unidad de Planificación y Análisis Estadístico.

Gráfico N° 3
Bolivia: Volúmenes transportados por oleoductos
Enero 2025 – Diciembre 2025
 (En BBL)



Fuente: ANH-Dirección de Transporte por Ductos.
 Elaboración: ANH-DPE-Unidad de Planificación y Análisis Estadístico.

Gráfico N° 4
Bolivia: Volúmenes transportados por poliductos
Enero 2025 – Diciembre 2025
(En BBL)



Fuente: ANH-Dirección de Transporte por Ductos.

Elaboración: ANH-DPE-Unidad de Planificación y Análisis Estadístico.

A continuación, se describen los desafíos encontrados por la DTD durante la gestión 2025:

- **Proyecto Adecuación Parque de Esferas:** A pesar de las reuniones realizadas convocadas por la ANH, y los compromisos realizados por los copropietarios respecto a las adecuaciones del Parque de Esferas en Refinería Gualberto Villarroel, se evidencia que el copropietario YPFB Logística S.A. no realizó la adecuación al TK-2945, poniendo en riesgo la seguridad operativa de la Refinería Gualberto Villarroel y áreas aledañas.
- **Proyecto reversa OSSA-2 Tramo Charaña – Campero:** YPFB Casa Matriz no realizó gestiones para la ejecución de la reversa del OSSA-2 en el tramo de su concesión (Charaña – Campero).
- **Reasignación de volúmenes de gas natural al occidente del país (noviembre-diciembre):** Emergencia por sucesos en el Gasoducto Carrasco – Cochabamba (GCC) que activan la coordinación para el suministro de gas natural para los departamentos de Cochabamba, Oruro y La Paz (reasignación de volúmenes de manera temporal).

d) Logros destacados

A continuación, se listan los principales hitos logrados por la DTD en la gestión 2025:

- Autorización para la Importación de Petróleo Crudo desde el sur del país por el OCY.
- Aprobación Proyecto “Integridad Gasoducto GTB Fase II”.

- Se autorizó a 5 regulados que operan el Sistema de Gasoductos de Exportación para GAS EN TRANSITO desde Argentina al Brasil para un volumen de hasta 4 MMmcd.
- Inspección técnica a los aspectos operativos del sistema de ductos de las distintas empresas reguladas durante el último semestre de la gestión 2025.

4.2.3 Dirección de Refinación, Industrialización y Petroquímica (DRIP)

a) Contexto y alcance operativo

La DRIP se compone por dos Unidades, la Unidad de Industrialización y Petroquímica (UIP) y la Unidad de Refinación (UREF). La UIP de acuerdo con el MOF, establece como objetivo de la unidad: regular, controlar supervisar y fiscalizar las actividades de plantas de industrialización, petroquímica y transporte de GNL, conforme a normativa vigente del sector de hidrocarburos.

Por lo anterior, actualmente se cuenta con las siguientes plantas de industrialización: dos (2) Plantas de Separación de Líquidos (Carlos Villegas y Río Grande), una (1) Planta de GNL, veintisiete (27) Estaciones de Regasificación (ER) y el Sistema de Transporte de GNL (STGNL), además de la actividad petroquímica desarrollada en la Planta de Amoniaco y Urea (PAU).

Asimismo, debido a la ausencia de normativa específica aplicable a las actividades de Industrialización y Petroquímica, no se cuenta con Licencias de Operación para las Plantas de Separación de Líquidos (PSL) ni para la PAU. En el caso de la PGNL y las ERs, si bien se encuentran alcanzadas por el DS N° 2159, a la fecha no han concluido el proceso de obtención de licencia, debido al incumplimiento de requisitos establecidos en la norma. Por otro lado, se dispone de Licencia de Operación, bajo el marco del DS N° 2571, para treinta y dos (32) cisternas de GNL y quince (15) tractocamiones destinados al servicio de transporte de GNL.

Cuadro N° 14

Bolivia: Licencia de operación para cisternas de GNL y tractocamiones destinados al servicio de transporte de GNL

Nombre de Proyecto:	Planta de Separación de Líquidos río Grande	Planta de Separación de Líquidos Carlos Villegas	Planta de Gas Natural Licuado "GNL" RIO GRANDE	Estaciones de Regasificación (ERs)	Cisternas de Gnl y Tractocamiones	Planta de Amoniaco - UREA
Ubicación:	Municipio de Cabezas	Municipio: Yacuiba	Localidad: Río Grande	27 MUNICIPIOS	Bolivia	Municipio: Entre Ríos
	Provincia Cordillera	Provincia: Gran Chaco	Municipio: Tercera Sección Cabezas			Localidad: Buló Buló
	Departamento de Santa Cruz	Departamento: Tarija	Provincia: Cordillera			Provincia: Carrasco
			Departamento: Santa Cruz de la Sierra			Departamento: Cochabamba
Empresa Contratista:	Astra Evangelista Sociedad Anónima AESA	Empresa Española TÉCNICAS REUNIDAS	Sociedad Accidental: UT, Sener, Indox Ross Roca	Sociedad Accidental: UT, Sener, Indox Ross Roca (5) Consorcio Cotiene y Arespa – CAR (22)	N/A	Samsung Engineering

Capacidad de Proceso:	5,6 Millones de metros cúbicos día (MMmcd)	32,2 millones de metros cúbicos día (MMmcd)	15095 Nm ³ /h (13 MMpcd)		32 Cisternas de GNL 2 Cisternas Móviles 15 Tractocamiones	1,2 Millones de metros cúbicos día GN (MMmcd)
Producción:	GLP: 361 TMD	GLP: 2247 TMD	210 TMD de GNL	80-160 m ³ de GNL	N/A	Amoniaco: 1200 TMD
	Gasolina Natural: 350 BPD	Gasolina Estabilizada: 1658 BPD				Urea: 2200 TMD
	Isopentano: 195 BPD	Iso-Pentano: 1044 BPD Etano: 3144 TMD				
Licencia ANH:	Sin licencia por falta de Normativa específica.	Sin licencia por falta de Normativa específica.	Sin licencia por incumplimiento a requisitos del DS 2159	Sin licencia por incumplimiento a requisitos del DS 2159	Licencia de Operación N° SERV-TRANS-GNL-01-2016 mediante RAR-ANH-ULGR N°0064/2016 de 12 de febrero de 2016	Sin licencia por falta de Normativa específica.
Inicio de Operación:	jul-13	ago-15	feb-16	feb-16	feb-16	Jun-16

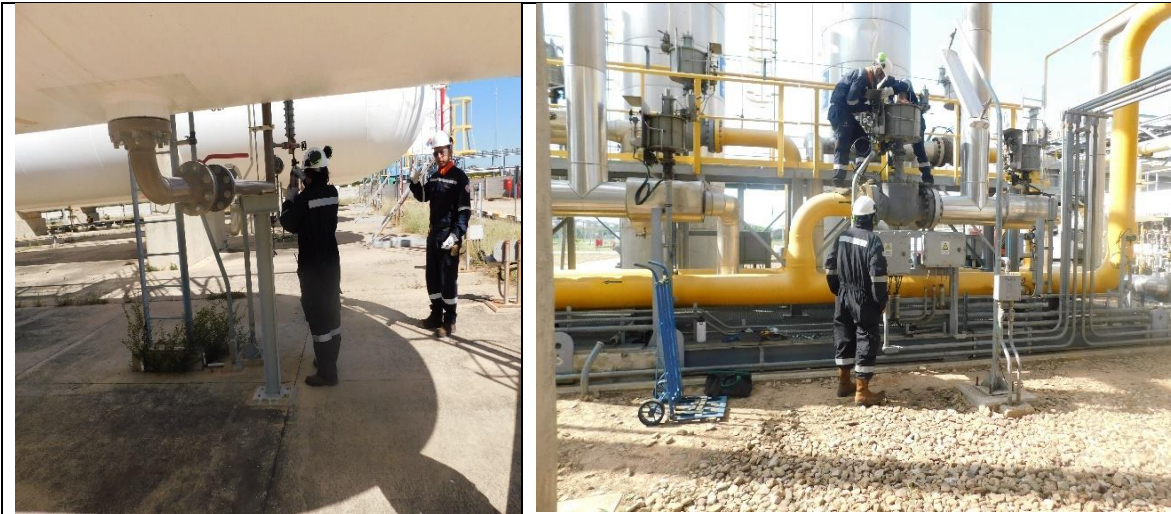
Fuente: ANH-Dirección de Refinación, Industrialización y Petroquímica.

Elaboración: ANH-Dirección de Refinación, Industrialización y Petroquímica.

A continuación, se detalla la ubicación y el relevamiento topográfico de las plantas:

Bolivia: Planta separadora de líquidos Río Grande

<p>Ubicación:</p> <p>Coordenadas UTM</p> <p>X : 509791.53 Y : 7988558.20 Z : 809</p>	
---	--



Fuente: ANH - Dirección de Refinación, Industrialización y Petroquímica.
Elaboración: ANH - Dirección de Refinación, Industrialización y Petroquímica.

Bolivia: Planta separadora de Carlos Villegas Quiroga

Ubicación:

Coordenadas UTM

X : 434542.00
Y : 7572752.00
Z : 1032



Fuente: ANH-Dirección de Refinación, Industrialización y Petroquímica.
Elaboración: ANH-Dirección de Refinación, Industrialización y Petroquímica.

Bolivia: Planta de Amoniac y Urea

Ubicación:

Coordenadas UTM

X : 350530.13
Y : 8091707.17
Z : 2042



Fuente: ANH-Dirección de Refinación, Industrialización y Petroquímica.
Elaboración: ANH-Dirección de Refinación, Industrialización y Petroquímica.

Bolivia: Planta de Gas Natural Licuado

Ubicación:

Coordenadas UTM

X : 509621.00
Y : 7988577.00
Z : 274





Fuente: ANH-Dirección de Refinación, Industrialización y Petroquímica.
Elaboración: ANH-Dirección de Refinación, Industrialización y Petroquímica.

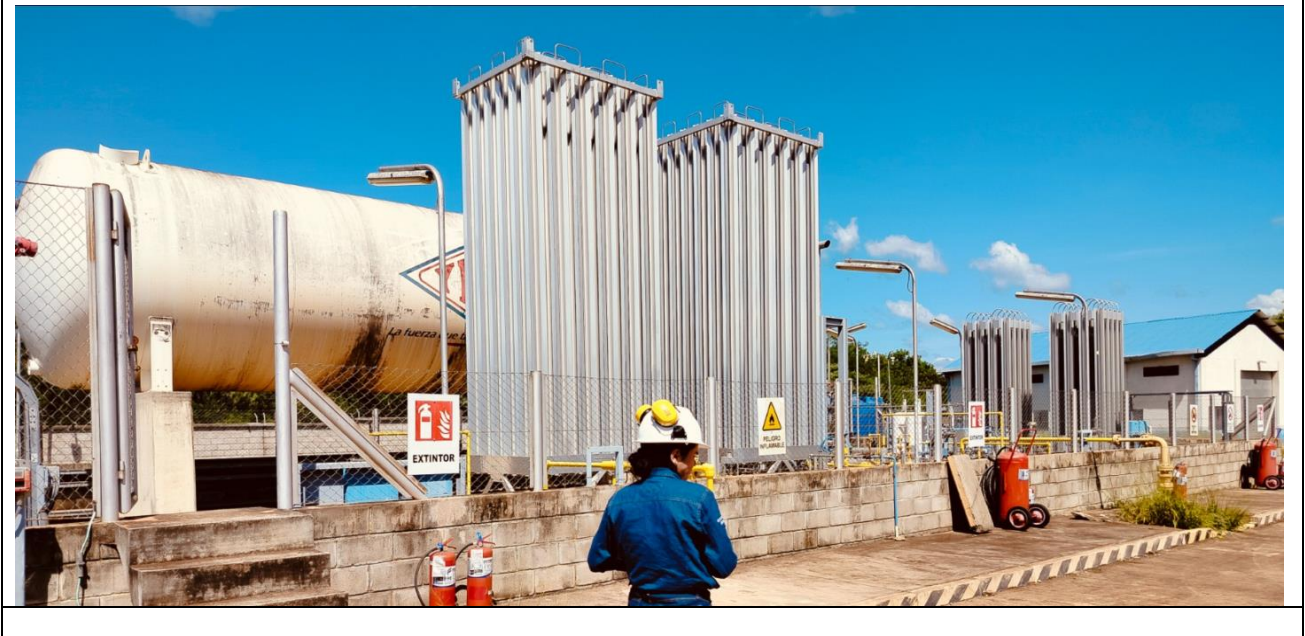
Cuadro N° 15
Bolivia: Estaciones de regasificación

Municipio	Latitud	Altitud
Achacachi	-16,07967	-68,67226
Ascensión de Guarayos	-15,911839	-63,168077
Cabezas	-18,777929	-63,309289
Caranavi	-15,831013	-67,577752
Challapata	-18,89162	-66,767403
Cobija	-11,02671	-68,76918
Copacabana	-16,167756	-69,081187
Coroico	-16,191717	-67,729538
Desaguadero	-16,56853	-69,02564
Guanay	-15,50074821	-67,87301905
Guayaramerín	-10,80848593	-65,35205363
Huanuni	-18,266812	-66,865518
Llallagua	-18,417897	-66,584918
Mora	-18,45351474	-63,21410919
Riberalta	-11,003402	-66,050262
Roboré	-18,349082	-59,75185
Rurrenabaque	-14,44252762	-67,48648811
San Borja	-14,875351	-66,764451
San Ignacio de Moxos	-15,00927666	-65,65593103
San Ignacio de Velasco	-16,36571372	-60,97118785
San José de chiquitos	-17,84528489	-60,72915371
San Julián	-16,92202931	-62,62180738
Santa Ana de Yacuma	-13,75401373	-65,42977483
Trinidad	-14,836916	-64,86209219

Tupiza	-21,41507972	-65,71830203
Uyuni	-20,454632	-66,812062
Villazón	-22,075965	-65,597552

Fuente: ANH-Dirección de Refinación, Industrialización y Petroquímica.
Elaboración: ANH-Dirección de Refinación, Industrialización y Petroquímica.

Registro fotográfico



Fuente: ANH-Dirección de Refinación, Industrialización y Petroquímica.
Elaboración: ANH-Dirección de Refinación, Industrialización y Petroquímica.

Bolivia: Sistema de transporte de GNL

Ubicación:

Coordenadas UTM

X : 509621.00
Y : 7988577.00
Z : 274



Fuente: ANH-Dirección de Refinación, Industrialización y Petroquímica.
Elaboración: ANH-Dirección de Refinación, Industrialización y Petroquímica.

Por su parte, la Unidad de Refinación (UREF) tiene como objetivo: regular, controlar, supervisar y fiscalizar las actividades de refinación y unidades de proceso de hidrocarburos, conforme a normativa vigente del sector de hidrocarburos.

En el país existen tres (3) refinerías que realizan la actividad de refinación, a continuación se detalla la otorgación de derechos que tienen estas refinerías, cabe aclarar que las refinerías de propiedad de YPFBR continúan en proceso de licenciamiento; en el caso de Refinería Guillermo Elder Bell (RGEB) por la extemporaneidad de la norma presenta observaciones para cumplir los requisitos; mientras que la Refinería Gualberto Villarroel (RGV) en el marco de la RA RAR-ANH-DJ-UGJN 0009/2026 de 6 de enero de 2026, las

esferas de GLP de propiedad de YPFBR tienen un plazo de adecuación hasta el mes de marzo de 2026.

Cuadro N° 16
Bolivia: Refinerías que realizan la actividad de refinación con la otorgación de derechos

Refinería	Operador	Licencias de operación	Unidad	Inicio operación
Oro Negro S.A	Oro Negro S.A	SH 2882 DRU 0097/2002 Licencia de Operación REFI – 01/02 Resoluciones Administrativas SSDH N° 0118/2009 – ANH N° 0413/2013 Licencia de Operación N° REFI-01-2013	Unidad de Crudo	May-2002 Ene - 2009
		RA SSDH N°1386/2005 Licencia de Operación N° REFI-01-2005	Unidad de Reformación Catalítica	Oct-2005
Gualberto Villarroel (1949)	YPFB Refinación S.A.	RA RAR-ANH-ULGR N° 0207/2016 Licencia de Operación REFI – 01/2016	Unidad de Crudo 12.500 BPD	Dic-2014 (12.500 BPD)
		RA RAR-ANH-ULGR N° 0384/2016 Licencia de Operación REFI – 02/2016	Nueva Unidad de Reformación Catalítica – NURC	Dic-2015 (5.300 BPD)
Guillermo Elder Bell (1979)	YPFB Refinación S.A.	RA RAR-ANH-ULGR N° 0099/2017 Licencia de Operación REFI – 01/2017	Nueva Unidad de Isomerización – NUIS	May-2016 (6.000 BPD)

Fuente: ANH-Dirección de Refinación, Industrialización y Petroquímica.

Elaboración: ANH-Dirección de Refinación, Industrialización y Petroquímica.

Por último, a continuación, se detalla la ubicación y el relevamiento topográfico de las tres refinerías:

Bolivia: Refinería Gualberto Villarroel

<p>Ubicación:</p> <p>Coordenadas UTM</p> <p>X : 805447,847 Y : 8067910,539 Z : 2652,620</p> <p>Nota: La información de ubicación se remitió mediante nota: NI-UREF-0123/2025</p> <p>CB: 4802657.</p>	
---	--



Fuente: ANH-Dirección de Refinación, Industrialización y Petroquímica.

Elaboración: ANH-Dirección de Refinación, Industrialización y Petroquímica.

Bolivia: Refinería Guillermo Elder Bell

Ubicación:

Coordenadas UTM

X : 478900,40

Y : 8023418,06

Z : 422,60

Nota: La información de ubicación se remitió mediante nota: NI-UREF-0123/2025

CB: 4802657.





Fuente: ANH-Dirección de Refinación, Industrialización y Petroquímica.
Elaboración: ANH-Dirección de Refinación, Industrialización y Petroquímica.

Bolivia: Refinería Oro Negro

Ubicación:

La información de ubicación se remitió mediante nota: NI-UREF-0123/2025

CB: 4802657.





Fuente: ANH-Dirección de Refinación, Industrialización y Petroquímica.
Elaboración: ANH-Dirección de Refinación, Industrialización y Petroquímica.

b) Análisis de gestión

Regular las refinerías y unidades de proceso

En la función de regulación en refinerías y unidades de procesos se realización las siguientes operaciones:

- Evaluación de requisitos de autorización de construcción, ampliación, modificación y/o transferencia (refinerías/UP): enero a septiembre 1 informe para 1 solicitud; octubre a diciembre 1 informe para 1 solicitud.
- Evaluación de requisitos técnicos para otorgación de licencias de operación (refinerías/UP): no se tuvieron solicitudes en esta operación.
- Evaluación del informe técnico que acredite calidad del petróleo crudo importado: enero a septiembre 5 informes para 5 solicitudes; octubre a diciembre 1 informe para 1 solicitud.
- Evaluación de requisitos técnicos para autorización de producción de productos intermedios y/o terminados: no se tuvieron solicitudes en esta operación.
- Evaluación de especificaciones de calidad (hidrocarburos líquidos) para exportación: enero a septiembre 6 informes para 6 solicitudes; octubre a diciembre 0 informes para 0 solicitudes.

- Evaluación de requisitos técnicos para autorización de compra de productos intermedios (consumo propio): enero a septiembre 8 informes para 8 solicitudes; octubre a diciembre 2 informes para 2 solicitudes.
- Evaluación de solicitudes de autorización de paros programados (refinerías/UP): enero a septiembre 1 informe para 1 solicitud; octubre a diciembre 1 informe para 1 solicitud.
- Programación de la producción y entrega de refinerías – PRODE: enero a septiembre 9 informes para 9 programados; octubre a diciembre 3 informes para 3 programados.
- Modificación de la programación de la producción y entrega – PRODE: enero a septiembre 4 informes para 4 solicitudes; octubre a diciembre 1 informe para 1 solicitud.

Controlar las refinerías y unidades de proceso

En la gestión 2025 se realizaron las siguientes actividades de control:

- Control del cumplimiento al balance de producción y entregas – PRODE: enero a septiembre 9 informes para 9 programados; octubre a diciembre 3 informes para 3 programados.
- Control de reportes de especificaciones de calidad de petróleo crudo importado: enero a septiembre 9 informes para 9 programados; octubre a diciembre 3 informes para 3 programados.
- Control de reportes de especificaciones de calidad de carburantes y lubricantes: enero a septiembre 36 informes para 36 programados; octubre a diciembre 12 informes para 12 programados.
- Control de reportes de movimiento mensual de productos: enero a septiembre 27 informes para 27 programados; octubre a diciembre 9 informes para 9 programados.
- Control de paros programados: enero a septiembre 3 informes para 3 autorizados; octubre a diciembre 1 informe para 1 autorizado.
- Control de paros de emergencia: enero a septiembre 2 informes para 2 programados; octubre a diciembre 2 informes para 2 programados.
- Elaboración de reportes estadísticos: enero a septiembre 9 notas/informes para 9 programados; octubre a diciembre 3 para 3 programados.
- Reportes de volúmenes consolidados (tasa SIRESE y margen de refinación): enero a septiembre 3 informes para 3 solicitados; octubre a diciembre 1 informe para 1 solicitado.
- Control y consolidación de reportes de avances de proyectos/procesos de adecuación: enero a septiembre 1 informe para 1 requerido; octubre a diciembre 1 informe para 1 requerido.

- Control de movimiento de productos intermedios (empresas autorizadas): enero a septiembre 2 informes para 2 requeridos; octubre a diciembre 2 informes para 2 requeridos.

Supervisar las refinerías y unidades de proceso

Se realizaron las siguientes supervisiones durante la gestión 2025:

- Supervisión al avance de ampliación/modificación/adecuación/proyectos: enero a septiembre 2 informes para 2 requeridos; octubre a diciembre 0 informes para 0 requeridos.
- Supervisión a condiciones de operación: enero a septiembre 10 informes para 10 programados; octubre a diciembre 2 informes para 2 programados.
- Supervisión a gestión de mantenimiento: enero a septiembre 10 informes para 10 programados; octubre a diciembre 2 informes para 2 programados.
- Supervisión a sistemas de seguridad: enero a septiembre 10 informes para 10 programados; octubre a diciembre 2 informes para 2 programados.
- Supervisión a procedimientos y ensayos de calidad: enero a septiembre 6 informes para 6 programados; octubre a diciembre 2 informes para 2 programados.
- Supervisión a sistemas de medición de volumen: enero a septiembre 8 informes para 8 programados; octubre a diciembre 2 informes para 2 programados.
- Supervisión del avance/cierre de paros programados autorizados: enero a septiembre 2 informes para 2 autorizados; octubre a diciembre 1 informe para 1 autorizado.
- Supervisión de cierre de paros de emergencia: enero a septiembre 3 informes para 3 programados; octubre a diciembre 3 informes para 3 programados.
- Supervisión a facilidades de almacenaje de productos intermedios/terminados: enero a septiembre 3 informes para 3 requeridos; octubre a diciembre 0 informes para 0 requeridos.

No se recibieron solicitudes de autorizaciones de construcción y licencias de operación en la gestión 2025.

Regular las plantas de industrialización, petroquímica y transporte de GNL

Se realizaron las siguientes operaciones de regulación durante la gestión 2025:

- Evaluación de solicitud de autorización de construcción, modificación, abandono y/o modificación/ampliación de capacidad de transporte de GNL: enero a septiembre 0 informes para 0 solicitudes; octubre a diciembre 3 informes para 3 solicitudes.
- Evaluación de solicitud para autorizar paros programados: enero a septiembre 2 informes/notas para 2 solicitudes; octubre a diciembre 0 para 0.

- Programación de la producción y entrega – PRODE: enero a septiembre 9 informes para 9 programados; octubre a diciembre 3 para 3.
- Evaluación de especificaciones de calidad por solicitudes de exportación: enero a septiembre 2 informes para 2 solicitudes; octubre a diciembre 0 para 0.
- Evaluación de solicitudes de modificación del PRODE: enero a septiembre 1 informe para 1 solicitud; octubre a diciembre 2 para 2.

No se presentaron solicitudes de otorgación de licencias de operación ni autorizaciones de especificaciones de calidad para productos.

Controlar las plantas de industrialización, petroquímica y transporte de GNL

En la gestión 2025 se realizaron las siguientes actividades de control:

- Control de reportes de calidad de productos: enero a septiembre 18 informes para 18 programados; octubre a diciembre 6 para 6.
- Control de reportes de movimiento de producto: enero a septiembre 36 informes para 36 programados; octubre a diciembre 12 para 12.
- Control de paros de emergencia y sucesos en transporte de GNL: enero a septiembre 1 informe para 1 programado; octubre a diciembre 1 para 1.
- Control a la evaluación del balance de producción y entrega – PRODE: enero a septiembre 9 informes para 9 programados; octubre a diciembre 3 para 3.
- Control de paros programados: enero a septiembre 1 informe para 1 programado; octubre a diciembre 1 para 1.
- Control de sucesos de transporte de GNL: enero a septiembre 1 informe para 1 programado; octubre a diciembre 1 para 1.
- Control de reportes de avance de proyectos (control mensual): enero a septiembre 27 informes para 27 programados; octubre a diciembre 9 para 9.

Supervisar las plantas de industrialización, petroquímica y transporte de GNL

Se realizaron las siguientes supervisiones durante la gestión 2025:

- Supervisión al cumplimiento de autorización de construcción y proyectos (construcción programados): enero a septiembre 5 informes para 6 programados; octubre a diciembre 5 para 4.
- Gestión de mantenimiento (supervisión programada): enero a septiembre 35 informes para 35 programados; octubre a diciembre 2 para 2.
- Supervisión a sistemas de seguridad (supervisión programada): enero a septiembre 34 informes para 35 programados; octubre a diciembre 3 para 2.

- Supervisión al avance y/o cierre de paros programados autorizados: enero a septiembre 2 supervisiones para 2 autorizados; octubre a diciembre 1 para 1.
- Supervisión al cierre de paros de emergencia y sucesos en transporte de GNL: enero a septiembre 5 informes para 5 programados; octubre a diciembre 4 para 4.
- Supervisión a sistemas de medición de volumen: enero a septiembre 30 informes para 30 programados; octubre a diciembre 3 para 3.
- Supervisión a procedimientos y ensayos de calidad: enero a septiembre 5 informes para 6 programados; octubre a diciembre 3 para 2.

En cuanto los desafíos identificados se deben señalar:

Planta de Amoníaco y Urea

Durante el período enero–noviembre de 2025 se realizó el seguimiento a los paros de emergencia registrados en la PAU. En el marco de las gestiones 2024 y 2025, y en función de las condiciones de operación, se identificó como equipo crítico la Caldera 101-C, la cual presentó problemas técnicos relevantes, conforme a los informes técnicos emitidos por YPFB.

Planta de Gas Natural Licuado

Se encuentra pendiente el cierre de la No Conformidad referida al Estudio HAZOP revalidado, en el marco del cumplimiento del Auto de Instrucción para la Implementación de Acciones Correctivas asociado a las No Conformidades identificadas en la PGNL.

Estaciones de Regasificación ER

De un total de ciento cuarenta y cinco (145) No Conformidades identificadas en las supervisiones durante la gestión 2025 se tienen veintitrés (23) No Conformidades pendientes de atención que representan 15% del total de acuerdo al avance reportado por el operador.

Servicio de Transporte de GNL

Mediante el Auto de Intimación AA-UGJN 0023/2025, de fecha 17 de septiembre de 2025, se intimó a YPFB a habilitar de manera inmediata un total de cuatro (4) unidades criogénicas identificadas fuera de servicio. El plazo otorgado para el cumplimiento fue al 31 de diciembre de 2025.

Programación de la Producción y Entrega de Refinerías – PRODE

Durante la gestión 2025 las refinerías del país a nivel nacional operaron a un 37% de la capacidad total debido a la declinación de la producción de petróleo crudo nacional y al no tener una normativa reglamentaria del Comité PRODE limita realizar acciones al sector hidrocarburífero.

Adecuación Esferas TK-2944 de Propiedad de YPFB y TK-2945 de Propiedad YPFB Logística S.A. en Predios de Refinería Gualberto Villarroel

La adecuación de Refinería Gualberto Villarroel del parque de esferas tiene distintos copropietarios por lo que la Unidad de Refinación emitió el Auto de Instrucción de 30 de abril de 2025 a YPFBR S.A. para precautelar la integridad y riesgos operativos de las instalaciones de su propiedad. Respecto a las esferas TK-2944 de propiedad de YPFB y la esfera TK-2945 de propiedad de YPFB Logística S.A. se encuentran pendientes de adecuación.

Licencia de Operación Refinería Guillermo Elder Bell

YPFBR S.A. presenta observaciones para la otorgación de la licencia de operación de la Refinería Guillermo Elder Bell conforme DS N° 25502, por lo que a la fecha no se tiene solicitud de la licencia de operación.

Suspensión de Operaciones en Refinerías por Menor Disponibilidad de Materia Prima

Considerando la disminución del procesamiento de petróleo crudo en refinerías, se emitió Auto de Instrucción de 27 de septiembre de 2024 a la empresa YPFBR S.A. para informar de manera semestral respecto a la confiabilidad, disponibilidad y mantenibilidad de los equipos críticos por cada unidad; la Refinería Oro Negro S.A. se encuentra en proceso de mantenimiento de sus unidades conforme Plan presentado al Ente Regulador.

Asimismo, se emitió el Auto de instrucción (AA-UGJN 0018/2025) a YPFB para que realice de manera oportuna, todas las gestiones necesarias para definir y asegurar la mayor disponibilidad de volúmenes de entrega de petróleo crudo a las refinerías del país, provenientes tanto de producción nacional y de importación. Sin embargo, mediante nota ANH 37396 DRIP 0523/2025 se reiteró a YPFB para que realice acciones toda vez que continua la disminución en el procesamiento de las refinerías.

Hallazgos más significativos son los siguientes:

- Ausencia de normativa específica para la actividad de Petroquímica (Planta de Amoniaco y Urea) y para Plantas Separadoras de Líquidos (Plantas de Separación de Líquidos Río Grande y Carlos Villegas).
- Falta de Licencia de Operación para operadores de la Planta de GNL y 27 Estaciones de Regasificación.
- Conclusión de la construcción en físico de las Estaciones de Regasificación de Porco, Vallegrande y Concepción autorizadas por la ANH.
- Los procedimientos generales para las supervisiones no permiten la continuidad y trazabilidad de los hallazgos identificados en cada planta de industrialización para un control efectivo y cierre oportuno.
- La extemporaneidad del Reglamento de la actividad de refinación (DS N° 25502) y que la otorgación de licencia de operación está sujeto al cumplimiento de requisitos técnicos documentales (certificados de garantía, documento de conformidad del fabricante,

entre otros) hace inviable que las refinerías puedan cumplir los requisitos establecidos por la mencionada normativa y por ende la ANH otorgar la respectiva autorización.

- La refinería Gualberto Villarroel continua en proceso de adecuación en el marco del Artículo 57 del DS N° 25502, siendo el parque de Esferas de GLP el ítem pendiente de adecuación en base a la norma API 2510, sin embargo, esta conclusión está sujeta a las condiciones económicas de los copropietarios que comparten esta instalación, en específico YPFBL S.A. con la adecuación pendiente de su esfera TK-2945.
- La consecuente disminución de producción de petróleo crudo nacional y volúmenes de petróleo crudo importado no significativos resultó que las refinerías del país en la gestión 2025 operen a una capacidad del 37% respecto a la capacidad total del país.
- Las operaciones de las refinerías en estos últimos meses, por la baja carga de crudo tienen comprometidas sus unidades de proceso que dejaron de operar a capacidad plena, situación que también está limitada por la Reglamentación de importación de crudo que actualmente solo está facultado para YPFB.
- La conformación del comité PRODE establecida en la Ley de Hidrocarburos no fue reglamentada por lo que la Refinería Oro Negro S.A. ha presentado distintos recursos de revocatoria respecto a las programaciones PRODE desde el mes de septiembre de 2023 a diciembre de 2025.

e) Logros destacados

Se realizó el seguimiento correspondiente a los tres (3) proyectos en construcción de Estaciones de Regasificación (Porco, Vallegrande y Concepción), considerando que estos cuentan con RA de Autorización de Construcción en el marco del DS N°2159, ampliando sus vigencias hasta el 20 de mayo de 2026 para ER Vallegrande con RAR-ANH-DJ-UGJN 0780/2025, ER Porco con RAR-ANH-DJ-UGJN 0774/2025, y finalmente la ER Concepción con RAR-ANH-DJ-UGJN 0774/2025 la cual amplía el plazo hasta el 31 de diciembre de 2026.

Conforme las supervisiones realizadas durante los meses de noviembre y diciembre de 2025, y la atención y subsanación de las No Conformidades identificadas en las diferentes ERs, el operador dio cumplimiento a las instrucciones de la ANH manteniendo la continuidad de las operaciones de ERs y avanzando en la subsanación de las No Conformidades.

Conforme al Auto de Intimación AA-UGJN 0023/2025, de fecha 17 de septiembre de 2025, emitido a YPFB para la ejecución del Plan Integral de Mantenimiento a las Unidades Criogénicas Autorizadas por la ANH, YPFB dio cumplimiento del Auto restableciendo la operatividad de las Cisternas de GNL observadas.

Se realizaron cuatro (4) inspecciones durante los meses de noviembre y diciembre de 2025 a las plantas de Amoníaco y Urea, Plantas de Separación de Líquidos Río Grande y Carlos Villegas, Planta de GNL y al Servicio de Transporte de GNL para la verificación de los paros programados y de emergencia cumpliendo las supervisiones anuales programadas.

Se realizó un relevamiento de todos los formularios, procedimientos internos para establecer mejoras que permitan mantener la trazabilidad de las supervisiones de operación, mantenimiento, volumen, seguridad y calidad, bajo un cronograma.

Se aprobó mediante informe técnico DRIP-UREF 0386/2025 de 24 de diciembre de 2025 la ampliación de la adecuación de las esferas de GLP de propiedad de YPFBR con un plazo hasta el mes de marzo de 2026. Se denota el avance significativo del proceso de adecuación de los ítems pendientes de YPFBR en la Refinería Gualberto Villarroel con cierre a diciembre de 2025 es de 96,77%.

YPFBR S.A. a diciembre de 2025 reportó por encima del 98% los indicadores de confiabilidad, disponibilidad y mantenibilidad de las refinerías Guillermo Elder Bell y Gualberto Villarroel.

Las acciones de mejora en implementación o a implementarse para la actividad de refinación son los siguientes:

- Mayor disponibilidad de petróleo crudo en Refinerías.
- Metodología para el cálculo del Margen de Refinación.
- Modificación y/o actualización del DS N° 25502.
- Propuesta de Modificación a la RA RAN-ANH-DJ-UGJN N°002/2023 de 2 de febrero de 2023 para la compra de Productos Intermedios.

4.3 Dirección General de Regulación de Comercialización y Redes de Gas Natural (DGRCR)

La DGRCR ¹³ tiene el objetivo de organizar, dirigir y gestionar la regulación, control, supervisión y fiscalización en las actividades de comercialización, almacenaje de derivados de hidrocarburos, distribución de gas natural por redes, lubricantes y combustibles líquidos con o sin mezcla de aditivos de origen vegetal; así como las operaciones de importación de derivados de hidrocarburos, la determinación de volúmenes excedentes y el control en los transportes diferentes conforme a normativa vigente.

Para ello, estructura su gestión a través de cuatro Direcciones y una unidad bajo su dependencia directa: Dirección de Regulación de Derechos (DRD), la Dirección de Biocombustibles (DB), la Dirección de Distritos Técnica (DDT) —con sus respectivas Direcciones Distritales—, la Dirección de Observación Energética Regulatoria (DOER) y la Unidad de Defensa al Consumidor. En consecuencia, el Cuadro N° 17 expone los **resultados agregados** del POA correspondientes a la gestión 2025.

¹³ MOF aprobado mediante RA RA-ANH-DJ-UGJN N° 0145/2025 de 18 de julio de 2025.

Cuadro N° 17
DGRCR: Resultados de la ejecución de operaciones del POA
Gestión 2025

Sigla dirección o unidad	Personal (1)	Objetivos específicos	Operaciones cuantitativas	Operaciones cualitativas	Total operaciones	% Ejecución de sus operaciones	
						Cuantitativas	Cualitativas
DRD	15	5	0	27	27	N/A	100%
DB	5	1	2	6	8	100%	100%
DDT	201	12	27	10	37	92,6%	100%
DOER	6	2	9	2	11	96,3%	100%
ODECO	7	1	11	0	11	100%	100%

Fuente: Formularios SEVPOA-04 presentados por las Direcciones.

Elaboración: ANH-DPE-Unidad de Planificación y Análisis Estadístico.

(1): Representa la totalidad de ítems asignados a la Dirección, independientemente de su estado de ocupación o vacancia.

Nota 1: La cifra correspondiente al personal de ODECO no incluye a los funcionarios que desempeñan funciones en las dependencias regionales.

Nota 2: El dato del personal de la DDT contempla a los funcionarios de las oficinas departamentales y regionales.

A continuación, se presenta el desglose por Dirección y Unidad, abordando su alcance operativo, la problemática identificada y los resultados institucionales de la gestión 2025.

4.3.1 Dirección de Regulación de Derechos (DRD)

a) Contexto y alcance operativo

La DRD evalúa el cumplimiento de requisitos técnicos para la otorgación de primeros derechos a nivel nacional, entre ellos la autorización de construcción, primera licencia de operación, autorización de traslado o transferencia, ampliación de plazo, autorización de importación y comercialización de productos regulados y no regulados, así como la asignación de gas oíl destinada a la generación de energía eléctrica en sistemas aislados. Asimismo, desarrolla labores de regulación y supervisión vinculadas con las actividades de distribución de gas natural por redes, comercialización de combustibles líquidos, gas natural vehicular, gas licuado de petróleo y almacenaje de combustibles, conforme a la normativa vigente del sector hidrocarburífero.

Su estructura está dividida en dos Unidades:

Unidad de Carburantes Líquidos

- Estaciones de servicio de combustibles líquidos.
- Puestos de venta de combustibles.
- Plantas de almacenaje de hidrocarburos líquidos.
- Plantas de suministro de aviación en aeropuertos.
- Sistemas aislados para generación de energía eléctrica.
- Importación y comercialización de productos regulados y no regulados.

Unidad de Redes de Gas Natural

- Sistemas de distribución de gas natural por redes.
- Estaciones de servicio de GNV.
- Plantas de engarrafado y de distribución de GLP.
- Empresas instaladoras de GLP.
- Empresas distribuidoras de GLP a granel.
- Talleres de conversión y recalificación de cilindros de GNV.

b) Análisis de gestión

En la gestión 2025, se llevaron adelante los siguientes resultados:

Cuadro N° 18

ANH: Actividades de regulación comercialización y almacenaje de gas licuado de petróleo, distribución de gas natural por redes y gas natural vehicular, Gestión 2025

Actividad	Totales
Evaluación solicitudes de autorización de construcción y traslado de actividades de gas natural y gas licuado de petróleo	248
Evaluación de solicitudes de otorgación de derechos para actividades de gas natural y gas licuado de petróleo.	112
Evaluación de solicitudes de autorización de validación: para estaciones de servicio de GNV.	68
Evaluación requisitos para la emisión de certificados de viabilidad y certificados de necesidad de requerimiento del producto de gas natural y gas licuado de petróleo.	109
Evaluación de solicitudes de autorización de transferencias para actividades de gas natural y gas licuado de petróleo.	56
Evaluación para el cumplimiento de requisitos de solicitudes de modificación en etapa de construcción.	11
Evaluación de solicitudes de renovación de licencias de operación para plantas de engarrafado de GLP.	12
Evaluación de proyectos de construcción, adecuación, ampliación, actualización y/o modificación de sistemas de distribución de gas natural por redes (redes primarias y secundarias).	139
Evaluación de planes de expansión de las empresas distribuidoras de gas natural	8
Evaluar requisitos para la otorgación de certificados de nuevo sistema habilitado de sistemas de distribución de gas natural.	312
Evaluación de solicitudes de ampliación de RA de construcción en actividades de gas natural y GLP.	9
Evaluación de cumplimiento de requisitos para la autorización de remate de chatarra.	4
Evaluación de cumplimiento de los informes de intervención de empresas reguladas	17
Total	1.105

Fuente: ANH-Dirección de Observación Energética Regulatoria.

Elaborado: ANH-Dirección de Observación Energética Regulatoria.

Cuadro N° 19
ANH: Resultado de actividades de regulación comercialización y almacenaje de combustibles líquidos
Gestión 2025

Actividad	Totales
Evaluación solicitudes de autorización de construcción y traslado de actividades de mayorista y minorista para la comercialización de combustibles líquidos.	139
Evaluación de solicitudes de otorgación de derechos (licencia de operación, intervención, autorización de operación de 10 años y cese definitivo) de las actividades de mayorista y minorista para la comercialización de combustibles líquidos y renovación de licencias de operación para actividades de comercialización mayoristas	142
Evaluación para la adecuación de operadores de comercialización mayorista y minorista.	54
Evaluación para la emisión de certificados de requerimiento de producto para puestos de venta de combustibles líquidos.	24
Evaluación de solicitudes de autorización de transferencias y ampliación de plazo de RA de autorización de construcción en las actividades de venta de combustibles líquidos.	67
Evaluación para el cumplimiento de requisitos de solicitudes de modificación en etapa de construcción para actividades de combustibles líquidos.	36
Evaluación de solicitudes de autorización de almacenaje y asignación de gas oil.	26
Evaluaciones de solicitudes de autorización de importación de productos refinados regulaos y no regulados	364
Evaluación de solicitudes de autorización de comercialización de lubricantes terminados	95
Total	947

Fuente: ANH-Dirección de Observación Energética Regulatoria.
 Elaborado: ANH-Dirección de Observación Energética Regulatoria.

Cuadro N° 20
ANH: Resultado de actividades de supervisión de comercialización y almacenamiento de gas licuado de petróleo, distribución de gas natural por redes, gas natural vehicular y combustibles líquidos
Gestión 2025

Actividad	Totales
Inspección de instalaciones e infraestructura para trámites de primeros derechos – gas natural	83
Inspecciones técnicas de renovación de licencia de operación, licencias transitorias de operación de plantas de engarrafado de GLP	19
Inspecciones de instalaciones e infraestructura para trámites de primeros derechos – combustibles líquidos	81
Inspección a los procesos de adecuación de los operadores de comercialización mayoristas y minoristas – combustibles líquidos	3
Total	186

Fuente: ANH-Dirección de Observación Energética Regulatoria.
 Elaborado: ANH-Dirección de Observación Energética Regulatoria.

DRD: Inspecciones realizadas in situ a plantas de almacenaje y estaciones de servicio



Fuente: ANH-Dirección de Observación Energética Regulatoria.

Elaborado: ANH-Dirección de Observación Energética Regulatoria.

Desafíos identificados

- **Unidades de la cadena operando con la ausencia de licencia de operación otorgada por la ANH**, en noviembre 2025 se ha identificado unidades de la cadena del sector de hidrocarburos operando sin Licencia de Operación, actividades desarrolladas principalmente de propiedad de YPFB, tales como Plantas de Almacenaje de Hidrocarburos Líquidos (15 YPFB Logística y 5 plantas privadas), Estaciones de Servicio de Líquidos (62 YPFB) y Gas Natural Vehicular (32 YPFB), Plantas de Engarrafado de GLP (28 YPFB) y Plantas de Suministro de Aviación (17 YPFB). Estas unidades operan desde hace 10 años aproximadamente con resoluciones urgentes emitidas por la ANH porque no cumplen con los requisitos técnicos y legales establecidos en la normativa vigente con la única justificación de que deben darle continuidad al servicio y no afectar el abastecimiento. Sin embargo, la figura de la Resolución Urgente no constituye un mecanismo ordinario ni de reemplazo para subsanar incumplimientos administrativos, técnicos o de licenciamiento previstos en los Reglamentos y la normativa vigente.
- **Normativa vigente que no es aplicable a las condiciones del sector de hidrocarburos**, la normativa vigente emitida por el Ministerio de Hidrocarburos en Estaciones de Servicio de Líquidos y Plantas de Engarrafado de GLP fue promulgada hace 30 años por lo que resulta en muchos aspectos técnica obsoleta y de difícil aplicación. En el caso de Plantas de Almacenaje de Hidrocarburos Líquidos y Plantas de Suministro de Aviación la normativa vigente no es aplicable porque los requisitos técnicos y legales establecidos en la normativa no se ajustan a las condiciones reales del sector, fueron promulgados hace 10 años aproximadamente pero no cumplieron su objetivo. La razón por la cual se emitió normas que no se adaptan a la realidad del sector es la falta de criterio y conocimiento de la parte técnica de las operaciones.

c) Logros destacados

A partir de noviembre 2025 se realizaron las siguientes acciones relevantes:

Propuesta de normativa a solicitudes de regulados que no establece la normativa vigente

- Reglamentación de cese de operaciones de Estaciones de Servicio
- Prorroga de autorización de operación de 10 años para los operadores de Estaciones de Servicio de combustibles líquidos, GNV y GLP.

Modificación y actualización de normativa

- Reglamento para importación y comercialización de lubricantes
- Reglamento para importación y comercialización de carburantes D.S. 5271
- Certificados de viabilidad para dar curso a las operaciones de combustibles líquidos y GNV.

Emisión de informes técnicos y seguimiento de remate de chatarra

En noviembre 2025 se gestionó el cumplimiento de Remate de Chatarra en las Plantas de

Recalificación de GLP que no se realizó desde el año 2017.

- Ejecución de remate de chatarra de Planta Recalificadora de Chuquisaca Qora Qora.
- Ejecución de remate de chatarra de Planta Recalificadora de La Paz Senkata.

Informes técnicos realizados para sanciones de incumplimiento de normativa vigente

- Informe técnico sancionatorio por incumplimiento de remate de chatarra para Plantas de engarrafado de YPFB y privadas.
- Informe técnico sancionatorio para Plantas de Almacenaje de Hidrocarburos Líquidos de YPFB y privadas por operar sin Licencia de operaciones emitida por el Ente regulador.

Acciones en curso para desarrollar

- Se puso en conocimiento al Ministerio de Hidrocarburos y de YPFB la decisión de la ANH de no emitir resoluciones urgentes en vez de Licencia de Operación porque se incurre en la ilegalidad. Por lo que se ve necesario la adecuación de las instalaciones que están operando actualmente con el fin de que operen dentro del marco regulatorio que cumplan la Normativa Vigente del sector, situación que es compleja porque son Plantas y Estaciones que están ya construidas y que en varios casos no se pueden enmendar errores de construcción o técnicos ya establecidos. Es necesario tomar una decisión conjunta al Ministerio de Hidrocarburos como cabeza de sector respecto a la legalidad de estas operaciones de la cadena de hidrocarburos.
- Se está trabajando en propuestas de modificación de normativa para todas las unidades operativas de la cadena de hidrocarburos, con el fin de actualizar lo que está obsoleto, llenar vacíos legales que incurren en dobles criterios técnicos y para adaptarnos a las nuevas condiciones del mercado con el fin de regular y fiscalizar todas las operaciones de la cadena dentro de un marco normativo aplicable y que goce de legalidad.

4.3.2 Dirección de Biocombustibles (DB)

a) Contexto y alcance operativo

La DB se conforma por una única Unidad de Gestión Integral de Aditivos de Origen Vegetal y Biocombustibles.

b) Análisis de gestión

- **Contratos de transporte de aditivos de origen vegetal.**

Se identificó que las empresas que se dedican a la actividad de transporte de aditivos de origen vegetal bajo contrato de servicio de transporte con YPFB, no cuentan con la respectiva Licencia de Operación de la ANH, lo que no permite

ejercer las funciones de control, supervisión y fiscalización. De los 25 contratos suscritos con YPF, solo uno se encuentra vigente.

- **Emisión de resoluciones administrativas temporales.**

A fin de aprobar y evaluar los requisitos técnicos de solicitudes de modificación de infraestructura en etapa de operación o etapa de construcción, ampliaciones de plazos, solicitudes de licencia de operación, traslado, transferencia, en los trámites de otorgación de Derechos para la construcción y otorgación de Licencias de Operación a las EESS de combustibles líquidos con mezcla de aditivos de origen vegetal, se emitieron resoluciones que otorgaban la respectiva autorización con vigencia de un año calendario, mismas que por incumplimiento del regulado, eran ampliadas de forma ilimitada haciendo que los trámites duraran varias gestiones.

- **Emisión de Resoluciones Administrativas urgentes.** En las autorizaciones para importación de Insumos, Aditivos y Diesel Oil se emitían Resoluciones Administrativas de carácter Urgente con vigencia de un año, sin que YPF cumpliera con la presentación de requisitos técnicos y certificación de calidad.

Para mayor detalle se adjunta el Anexo 4 Resoluciones Urgentes de importación vigentes. Adicionalmente, se realizó informes de incumplimiento por la no presentación del certificado de calidad.

c) Logros destacados

- En el caso de la emisión de Resoluciones de Urgencia se emitió un Aviso Institucional indicando que este tipo de resolución no constituye un mecanismo ordinario ni de reemplazo para subsanar incumplimientos a reglamentos y normativa vigente. Desde el 10 de noviembre hasta finales de 2025, no se emitió ninguna Resolución Urgente de autorización de importación de Insumos y Aditivos para la obtención de Gasolina Base.
- A partir del 10 de noviembre a finales de 2025, no se emitió ninguna Resolución Urgente autorizando el funcionamiento y operación de Estaciones de Servicio operadas por YPF que no cuenten con Licencia de Operación y que tampoco cumplen con requisitos legales, técnicos y de seguridad establecidos en el reglamento correspondiente.

4.3.3 Dirección de Distritos Técnica (DDT)

a) Contexto y alcance operativo

La DDT se estructura en dos unidades: la Unidad de Control y Supervisión de Riesgos y Continuidad de Negocios (UCSCN) y la Unidad de Análisis y Evaluación Técnica (UAET); asimismo, dirige las Direcciones Distritales establecidas en las distintas regiones del país.

b) Análisis de gestión

Se detallan a continuación los problemas encontrados y sus causas:

- **Certificados observados.** Se encontraron observaciones en los certificados de calidad, de importación de diésel oíl e insumos y aditivos, remitidos por parte de YPFB.
- **Falta de remisión de información de YPFB.** Se identificaron falencias en la recepción de producto en las Plantas de Almacenaje de Hidrocarburos Líquidos, constatándose que YPFB no remite la información de movimiento de producto a través de los canales oficiales. No se cuenta con el procedimiento de carguío, recepción y despachos de producto en Plantas de Almacenamiento de Hidrocarburos Líquidos (PAHL).
- **Incumplimiento de programación diaria.** YPFB no remite en el plazo establecido la programación y asignación diaria, o que deriva en el incumplimiento a despachos programados.

c) Logros destacados

- Se elaboró un informe detallando todas las observaciones encontradas en los certificados de calidad que corresponden al segundo semestre de la gestión 2025, habiéndose remitido notas a YPFB, con el fin de que pueden completar o corregir las observaciones encontradas. Se implementaron laboratorios móviles.
- Se remitieron notas a YPFB a objeto que cumplan con la normativa vigente referida a la programación y asignación diaria de despachos.
- Conforme la normativa vigente, durante la gestión 2025 se efectuaron un total de 2.338 análisis básicos a muestras recolectadas en Estaciones de Servicio de Combustibles Líquidos (ESCL) y Puestos de Venta de Combustibles Líquidos (PVCL), Plantas de Almacenaje de Hidrocarburos Líquidos (PAHL) y Plantas de Suministro de Combustibles de Aviación en Aeropuertos (PSCAA) que comercializan combustibles líquidos en el territorio nacional.

4.3.4 Dirección de Observación Energética Regulatoria (DOER)

a) Contexto y alcance operativo

La DOER se compone de la Unidad de Observación e Investigación Energética (UOI) y de la Unidad de Gestión Integral de Regulación Energética (UGIRE).

b) Análisis de gestión

Los principales problemas críticos identificados:

- **Bajo nivel de lectura automática del sistema B-SISA.** Del análisis realizado para el período octubre–noviembre de 2025, de un total de 715 EESS de Combustibles Líquidos y GNV a nivel nacional, el promedio de lecturas automáticas alcanza apenas al 5,5%, lo que implica que la gran mayoría de las estaciones estarían

realizando la comercialización de combustibles mediante registros manuales en el sistema, práctica que constituye una infracción y debilita la capacidad de control del B-SISA.

- **Pre registro del B-SISA.** Se evidenció un uso inadecuado y generalizado del pre registro del sistema B-SISA, el cual fue concebido normativamente como un mecanismo excepcional y temporal. Se identificaron irregularidades vinculadas a la no conclusión del proceso de etiquetado de motorizados, causal prevista expresamente en la normativa vigente para la inhabilitación temporal de registros. La causa de esto es la flexibilización del control y ausencia de depuración periódica de la base de datos.
- **Base de Datos.** Si bien la ANH administra la base de datos del B-SISA y se elaboran reportes periódicos, se evidenció que la información generada no produce efectos operativos ni de mayor control a nivel macro. La información se encuentra fragmentada y no es contrastada con otros sistemas estratégicos, como el SIGOPER de YPFB y YPFB Logística (despachos desde las PAHL), el sistema de monitoreo GPS de cisternas (Eurekatracks) y el sistema OCTANO Volúmenes de la ANH (registros diarios y mensuales de EESS y Puestos de Venta).
- **Sanciones.** En materia de régimen sancionatorio, si bien la normativa prevé la inhabilitación temporal como mecanismo correctivo, se identificaron casos en los que dicha medida resulta insuficiente. En particular, se detectaron carguíos de combustible que superan la capacidad física de los tanques de los motorizados, así como frecuencias de carguío que no guardan relación lógica con patrones razonables de consumo. En estos casos, la evidencia apunta a un uso indebido del combustible subvencionado, por lo que la sola inhabilitación temporal no constituye una sanción proporcional ni disuasiva. Adicionalmente, se evidenció la falta de aplicación de sanciones a las EESS que incumplieron la obligación de mantener la lectura automática de manera ininterrumpida o de reportar oportunamente las fallas del sistema, pese a que estas obligaciones se encuentran claramente definidas en la normativa interna de la ANH.

c) Logros destacados

Se llevaron a cabo las siguientes acciones a partir de noviembre de 2025:

- Se emitió un informe advirtiendo el bajo nivel de lectura automática del sistema B-SISA. Se están evaluando las alternativas de solución, desde implementación de mesas técnicas con EESS, inspecciones operativas por parte de las Direcciones Distritales y la aplicación de sanciones, según corresponda.
- En aplicación a normativa vigente, se evalúa la inhabilitación temporal de aproximadamente 65.024 pre registros B-SISA.
- Para la actualización y un mejor uso de las bases de datos, se están evaluando propuestas de desarrollo privadas, desarrollo in-house o apoyo de la cooperación internacional o AGETIC para mejorar la interoperabilidad.

- Se trabajó en una propuesta de Reglamento de Sanciones para todas las actividades de la cadena de hidrocarburos. Se identificó que en la mayoría de las operaciones no existen sanciones, lo que repercute en casos de mayor incumplimiento de normativa.

4.3.5 Unidad de Defensa al Consumidor (ODECO)

a) Contexto y alcance operativo

En el marco del reglamento específico de la Ley N° 453 para el sector de hidrocarburos y electricidad, aprobado mediante DS N° 2337, de 22 de abril de 2015, la atención de reclamos se desarrolla en **instancias diferenciadas**. En este procedimiento, la reclamación directa constituye la **primera instancia y corresponde al operador** del servicio público de hidrocarburos, quien tiene a su cargo la recepción, sustanciación y resolución del reclamo, conforme a lo establecido en los Artículos 8 inciso c) y 15 del citado reglamento. En consecuencia, **la ANH, en su condición de Ente Regulador, no sustituye la competencia del operador en esta etapa.**

En este contexto, la ODECO de la ANH desarrolla funciones de atención, orientación, registro y seguimiento de los reclamos y reportes presentados por las usuarias y los usuarios, garantizando su adecuada canalización hacia el operador competente para su correspondiente tramitación. Para este efecto, los casos son registrados en el Sistema de Registro de Reclamos del Consumidor (SIRECO) y, cuando corresponde, se procede a la apertura y remisión de los Formularios de Reclamo Directo (FRD), en observancia del procedimiento y las competencias establecidas en el DS N° 2337.

b) Análisis de gestión

- **Fortalecimiento de controles en Direcciones Distritales.** En el marco del fortalecimiento del control central sobre las Direcciones Distritales, se instruyó la remisión actualizada del estado de los formularios Formulación de Reclamación Directa (FRD), Formulario de Denuncia Directa (FDD), Formulario de Atención por Seguridad y Riesgo (FAS) y Formulario de Reclamación Administrativa (FRA), con el propósito de identificar casos pendientes, verificar cumplimiento de plazos administrativos y establecer las causas de demora.
- **Necesidades de capacitación.** Se ha evidenciado la necesidad de fortalecer la capacitación dirigida a operadores regulados respecto al correcto llenado de los formularios de reclamación, debido a inconsistencias recurrentes que generan observaciones, retrasos y procesos administrativos.
- **Centro de Llamadas.** En relación con el Centro de Llamadas institucional, si bien actualmente el personal técnico de ODECO está cubriendo los horarios de atención ante la ausencia de empresa tercerizada, esta situación resulta operativamente insostenible a mediano plazo, considerando la carga adicional que implica atender simultáneamente funciones técnicas, administrativas y de supervisión.

c) Logros destacados

La ODECO desarrolló sus funciones en un contexto caracterizado por limitaciones normativas, tecnológicas y organizacionales estructurales, que condicionaron la eficiencia operativa y la capacidad de respuesta institucional.

Los principales desafíos identificados de noviembre – diciembre 2025 fueron los siguientes:

- **Desactualización normativa y procedimental**, se evidenció la existencia de normativa y procedimientos que no se encontraban plenamente actualizados ni alineados al marco constitucional vigente, generando vacíos en la delimitación de atribuciones y competencias entre unidades relacionadas con la atención al usuario.
- **Estructura organizacional desequilibrada**, se identificó una distribución desigual de funciones y cargas laborales, derivada de:
 - POAI's elaborados de manera desequilibrada.
 - Asignación de múltiples funciones críticas a cargos específicos.

Esta situación generó sobrecarga laboral en determinados puestos y afectó la eficiencia sostenida de la Unidad.

A partir de noviembre de 2025, la Unidad ODECO enfrentó un escenario institucional distinto, marcado por procesos de reestructuración operativa, ajustes presupuestarios y fortalecimiento progresivo del equipo técnico.

En este período, los desafíos se redefinen y adquieren un carácter más operativo y de transición, destacándose los siguientes:

- **Ajuste operativo ante la reducción presupuestaria del Call Center**, la eliminación del proceso de contratación del servicio tercerizado de atención al usuario obligó a la Unidad ODECO a asumir directamente la atención del Centro de Llamadas, generando:
 - Reasignación inmediata de funciones al personal técnico.
 - Incremento temporal de la carga laboral.
 - Necesidad de reorganización interna bajo esquemas de turnos rotativos.

Este desafío fue abordado mediante la asunción directa del servicio sin interrupción, demostrando capacidad de adaptación institucional.

- **Proceso de incorporación y consolidación del equipo técnico**, el personal actualmente asignado a la Unidad ODECO fue incorporado progresivamente, con fecha de ingreso el 23 de diciembre de 2025, lo que implicó:
 - Necesidad de capacitación acelerada en procedimientos actualizados.
 - Adecuación interna del equipo a nuevas responsabilidades.
 - Fortalecimiento de la coordinación interna para garantizar continuidad

- operativa en horarios extendidos.
- La transición final del personal que comenzó desde diciembre de 2025 que asumió las responsabilidades de la Unidad con un nuevo enfoque de trabajo para la mejora del servicio ODECO en el marco del sistema de los sistemas integrados de gestión.
 - **Transición hacia un modelo de atención mixto y más eficiente**, durante este período se identificó como desafío estratégico la necesidad de evolucionar hacia:
 - Optimización del uso de recursos financieros.
 - Reducción de dependencia de servicios externos.
 - Este desafío se tradujo en el inicio de propuestas de reingeniería del Call Center y fortalecimiento de canales digitales.
 - **Necesidad de modernización tecnológica inmediata**, la experiencia operativa directa permitió identificar con mayor claridad las limitaciones de los sistemas existentes, reforzando la urgencia de:
 - Modernizar el ChatBot institucional.
 - Integrar plataformas digitales con SIRECO.
 - Descentralizar información hacia Direcciones Distritales.

Este período marca el inicio de un enfoque orientado a soluciones estructurales y sostenibles.

Análisis comparativo y énfasis del cambio institucional

En términos comparativos, durante el período enero–noviembre de 2025 estuvo marcado por desafíos estructurales heredados (normativos, tecnológicos y organizacionales), el período noviembre–diciembre de 2025 se caracteriza por un proceso de transición activa, donde la Unidad ODECO:

- Asume mayores responsabilidades operativas.
- Inicia procesos de modernización y reingeniería.
- Fortalece su rol técnico y estratégico dentro de la ANH.

En el periodo noviembre – diciembre 2025 se evidenció una el proceso del fortalecimiento de la Unidad de Defensa al Consumidor desde una gestión anterior predominantemente reactiva hacia una gestión orientada a la optimización, digitalización y sostenibilidad institucional, sentando bases sólidas para el fortalecimiento del sistema de atención al usuario en la gestión 2026.

4.4 Dirección de Regulación Económica (DRE)

La DRE tiene como objetivo el de dirigir y coordinar la regulación, control y fiscalización de aspectos económicos financieros de las actividades de la cadena hidrocarburífera; en el marco de las políticas, principios y lineamientos establecidos en la normativa vigente;

coadyuvando al desarrollo de las operaciones institucionales y cumpliendo los objetivos de gestión.

Para ello, estructura su gestión a través de dos Unidades: de Precios, Tarifas y Costos (UPTC) y de Control y Fiscalización Económica (UCFE). En consecuencia, el Cuadro N° 21 expone los **resultados agregados** del POA correspondientes a la gestión 2025.

Cuadro N° 21
DRE: Resultados de la ejecución de operaciones del POA
Gestión 2025

Sigla Dirección	Personal (1)	Objetivos específicos	Operaciones cuantitativas	Operaciones cualitativas	Total operaciones	% Ejecución de sus operaciones	
						Cuantitativas	Cualitativas
DRE	10	2	5	18	23	100%	100%

Fuente: Formularios SEVPOA-04 presentados por la Dirección.

Elaboración: ANH-DPE-Unidad de Planificación y Análisis Estadístico.

(1): Representa la totalidad de ítems asignados a la Dirección, independientemente de su estado de ocupación o vacancia.

A continuación, se presenta un desglose de sus principales actividades, abordando su alcance operativo, la problemática identificada y los resultados institucionales durante la gestión 2025.

a) Contexto y alcance operativo

Al ser una dirección transversal, cumple la función de regulación a todos los operadores que intervienen en la cadena hidrocarburífera.

b) Análisis de gestión

Mediante la aplicación de las metodologías determinadas en las Resoluciones Ministeriales N° 038-2024 de 08 de abril de 2024, N° 165 - 24 de 27 de septiembre de 2024 y N° 198-2024 de fecha 07 de noviembre de 2024, se determinaron los precios de los combustibles finales resultantes de la mezcla de Biodiésel con Diésel Oil Base en la gestión 2025, mismos que incluyen el Impuesto al Valor Agregado – IVA.

El detalle de los precios de los combustibles señalados precedentemente se muestra en el siguiente detalle:

Cuadro N° 22
Bolivia: Precios de los combustibles
(En bolivianos por litro)

Precios que se actualizan trimestralmente	Unidad	ene-25	abr-25	jul-25	oct-25
Gasolina Premium +	Bs/l	5,96	6,06	6,68	7,22
Gasolina Premium 100 Ultra	Bs/l	6,72	6,93	7,35	7,98
Diesel ULS	Bs/l	6,73	6,84	6,96	8,78
Diesel ULS +	Bs/l	6,73	6,84	6,96	8,78

Fuente: ANH-Dirección de Regulación Económica.

Elaborado: ANH-Dirección de Regulación Económica.

La modificación normativa establecida en el último mes del año para el levantamiento de la subvención, implica la necesidad de recalcular las cadenas de precios incorporando el costo del crudo y actualizando todos sus componentes, precio de referencia, refinación, transportes, almacenaje, márgenes mayorista y minorista, e impuestos, para reflejar la nueva estructura económica de los productos regulados.

Asimismo, exige un análisis técnico de las subvenciones aplicadas, cuantificando su incidencia en cada eslabón de la cadena y el impacto de su eliminación en el precio final. En consecuencia, la actualización normativa obliga a redefinir las fórmulas y parámetros de cálculo de las cadenas de precios.

c) Logros destacados

A continuación, se enlista los hitos logrados por la DRE en la gestión 2025 por cada una de las actividades de la cadena hidrocarburífera:

Exploración y Explotación

Regulación

- **Determinación del Precio del Gas Natural para las Plantas de Separación de Líquidos**

En cumplimiento a la RM N° 255/2013 de 28 de octubre de 2013, trimestralmente se evaluó la información remitida por YPFB y se realizó el cálculo del precio de Gas Natural (combustible), para las Plantas Separadoras de Líquidos en la gestión 2025 en 1,31 US\$/MPC.

- **Precio del Gas Natural para la Planta de Amoniaco y Urea**

En cumplimiento al DS N° 3277 de 9 de agosto 2017 y la RM N° 147-17 de 1 de noviembre de 2017, mediante RA RAR-ANH-DJ-UGJN N° 0055/2025 se determinó

el Precio de Gas Natural consumido como combustible y como materia prima para el proceso de producción de la Planta de Amoniaco y Urea para la gestión 2025 en 0,90 US\$/MPC.

- **Determinación de la Tasa de Descuento y Precios de Comercialización en los nuevos Contratos de Servicios Petroleros**

En cumplimiento al artículo 7 del DS N° 2830 de 06 de julio de 2016, se determinó la Tasa de Descuento y Precios de Comercialización a ser utilizados en el flujo de caja descontado en los nuevos Contratos de Servicios Petroleros a ser negociados y firmados para la gestión 2026.

Refinación

Control

El DS N° 29777, de 5 de noviembre de 2008, en su Artículo 5 establece que las empresas refinadoras deberán informar trimestralmente a la ANH y al MHE respecto a sus ingresos, egresos, inversiones e impuestos y tasas. En este marco legal, el MHE mediante RM N° 111-2022 de 27 de octubre de 2022, aprueba el procedimiento para la presentación de informes al MHE por parte de las empresas refinadoras, misma que se deriva una copia a la ANH. En ese sentido, en la gestión 2025, se efectuó el control de los reportes remitidos por las empresas refinadoras del cuarto trimestre de la gestión 2024 y del primer, segundo y tercer trimestre de la gestión 2025.

Transporte de Hidrocarburos por Ductos

Regulación

Las tarifas de transporte de hidrocarburos por ductos vigentes en la gestión 2025, son las siguientes:

Cuadro N° 23
Bolivia: Tarifas de transporte de hidrocarburos por ductos vigentes en la Gestión 2025

Empresas	Normativa	Unidades	Tarifa base con iva	BITG	BMI	Total con IVA
YPFB Transporte S.A.						
Sistema de Gasoductos de Mercado Interno	RA SSDH N° 446/2002	US\$/MPC	0,3695	0,0405		0,41
Sistema de Gasoductos de Exportación	RA SSDH N° 447/2002	US\$/MPC	0,1766	0,0405	0,0311	0,2482
Sistema de Oleoductos mercado Interno	RA SSDH N° 448/2002	US\$/BBL	2,48			2,48
Sistema de Oleoductos de Exportación	RA SSDH N° 449/2002	US\$/BBL	2,33			2,33
Sistema de Poliductos internos	RA SSDH N° 445/2002	US\$/BBL	2,33			2,33
YPFB Transierra S.A.						

Empresas	Normativa	Unidades	Tarifa base con iva	BITG	BMI	Total con IVA
Gasoducto GASYRG	RA SSDH N° 656/2001	US\$/MPC	0,2762	0,0405	0,0311	0,3478
	RAR-ANH-DJ-UGJN N°0181/2021	US\$/MPC	0,0102			0,0102
	Distingo Razonable					
Gasoriente Boliviano LTDA.						
Gasoducto San Miguel - San Matías	RA SSDH N° 115/1999	US\$/MMBTU	0,8754			0,8754
YPFB Andina S.A.						
Comprensión Río Grande	RA SSDH N° 075/2000	US\$/MPC	0,0539			0,0539
Ducto Menor - JV	RA SSDH N° 274/2002	US\$/MPC	0,0002	0,0405	0,0311	0,0718
YPFB Chaco S.A.						
Ducto Menor Planta Carrasco - Termoeléctrica Bulu Bulu	RA SSDH N° 282/2001	US\$/MPC	0,0038	0,0405		0,0443
GAS Transboliviano S.A.						
Mercado Externo con punto de entrega en Mutún	RAR-ANH-DGRPTU N° 0031/2021	US\$/MM BTU	0,3636			0,3636
Mercado Externo con punto de entrega en Chiquitos		US\$/MM BTU	0,158			0,158
Mercado Interno con punto de entrega en Mutún e Itacamba		US\$/MPC	0,3703			0,3703
Mercado Interno con punto de entrega en Chiquitos		US\$/MPC	0,1609			0,1609

Fuente: ANH-Dirección de Regulación Económica.
Elaborado: ANH-Dirección de Regulación Económica.

Control

El Reglamento de Transporte de Hidrocarburos por Ductos, aprobado mediante DS N° 29018, en su artículo 58, establece que los concesionarios deben presentar sus presupuestos programados y ejecutados de acuerdo con el formato establecido para el efecto por el Ente Regulador. Al respecto, durante la gestión 2025 se realizó el control de los presupuestos programados y presupuestos ejecutados presentados por los concesionarios de transporte de hidrocarburos por ductos: YPFB TRANSPORTE S.A., YPFB TRANSIERRA S.A., GAS TRANSBOLIVIANO S.A., YPFB ANDINA S.A., YPFB CHACO S.A y GASORIENTE BOLIVIANO LTDA.

Fiscalización

El Reglamento de Transporte de Hidrocarburos por Ductos, aprobado mediante DS N° 29018, en su artículo 58, establece que el Ente Regulador aprobará a los concesionarios, presupuestos ejecutados racionales y prudentes, pudiendo considerar para tal efecto las recomendaciones de las Auditorías Regulatorias realizadas. El Ente Regulador deberá rechazar los gastos y/o montos considerados como no razonables o no prudentes.

Asimismo, el DS N° 1908 de fecha 26 de febrero de 2014, modifica los incisos f) y g) del Parágrafo III del Artículo 58 del DS N° 29018 de 31 de enero de 2007, del RTHD. En el Artículo Único inciso f) del DS N° 1908, se establece: “Previa aprobación del presupuesto ejecutado, el Ente Regulador deberá realizar por sí mismo y/o a través de terceros, auditorías regulatorias a cada presupuesto ejecutado...”.

En ese sentido, en la gestión 2025 se emitieron los informes de auditoría regulatoria a los presupuestos ejecutados de inversiones de capital y costos de operación, presentados por las empresas YPFB Transporte S.A., YPFB Transierra S.A., Gas Transboliviano S.A., YPFB Andina S.A. e YPFB Chaco S.A.

Finalmente, se realizaron análisis para la atención de recursos de revocatoria de las empresas YPFB Andina S.A. e YPFB Chaco S.A. y análisis para la atención a las Resoluciones del MHE correspondientes a los Recursos Jerárquicos interpuestos por YPFB Transporte S.A., YPFB Transierra S.A. e YPFB Andina S.A.

Comercialización

Regulación

- **Precios de los productos derivados del petróleo en el mercado interno**

Dando cumplimiento al Reglamento sobre el Régimen de Precios de los Productos Derivados del Petróleo, aprobado mediante DS N° 24914 de 05 de diciembre de 1997, se realizó la actualización diaria de los Precios de Referencia de los Productos Regulados, en base a las cotizaciones del *Platts Oilgram Price Report*. Asimismo, en cumplimiento a lo establecido en la Ley N° 1098 de 15 de septiembre de 2018, y las Resoluciones Ministeriales de N° 130-18, 185-18, 117-21, 015-19, 042-19 y 045-19, se aplicó la metodología para el cálculo del precio de la Gasolina Súper Etanol 92 y la Gasolina Especial Plus. Los precios fueron constantes de enero al 17 de diciembre de 2025 cuando entra en vigencia el DS N° 5503 y se produce el ajuste en los precios:

Cuadro N° 24
Bolivia: Precios de los productos derivados del petróleo en el mercado interno
Gestión 2025

Periodo	Gasolina especial (Bs/l)	Diésel oíl (Bs/l)	Gasoil (Bs/l)	Gasolina premium (Bs/l)	Gasolina especial plus (Bs/l)	Gasolina súper etanol 92 (Bs/l)
Enero – 16 diciembre 2025	3,74	3,72	1,10	4,79	3,74	4,50
A partir 17 de diciembre 2025	6,96	9,80	5,69	11,00	6,96	8,28

Fuente: ANH-Dirección de Regulación Económica.
Elaborado: ANH-Dirección de Regulación Económica.

Cuadro N° 25
Bolivia: Precios de los productos derivados del petróleo en el mercado interno
Gestión 2025

Periodo	Gasolina de aviación (Bs/l)	Jet fuel nacional (Bs/l)	Kerosene (Bs/l)	Gas licuado de petróleo (Bs/kg)	Gas natural vehicular (Bs/m ³)
Enero – 16 diciembre 2025	4,57	2,77	2,72	2,25	1,66
A partir 17 de diciembre 2025	10,57	10,74	5,64	2,25	2,73

Fuente: ANH-Dirección de Regulación Económica.
Elaborado: ANH-Dirección de Regulación Económica.

Mediante RM N° 103 - 2024 de 5 de agosto de 2024, el MHE aprueba la metodología para la determinación de precios de los combustibles finales con octanaje mayor o igual a 95 resultantes de la mezcla de Etanol Anhidro con gasolinas base, que abarca los nuevos productos “Gasolina Premium +” y “Gasolina Ultra Premium 100”. Por otro lado, las Resoluciones Ministeriales N° 038-2024 de 08 de abril de 2024, N° 165 - 24 de 27 de septiembre de 2024 N° 198 - 2024 de 07 de noviembre de 2024, N° 140 - 25 de 17 de septiembre de 2025 y N° 141 - 25 de 17 de septiembre de 2025 aprueban y modifican las metodologías para la determinación de precios de los combustibles “Diésel Oil +”, “Diésel ULS” y “Diésel ULS +”, resultantes de la mezcla de Biodiésel con Diésel Oil base. En cumplimiento a la citada normativa, la ANH aprobó los siguientes precios en la gestión 2025:

Cuadro N° 26
Bolivia: Precios de los combustibles finales con octanaje mayor o igual a 95
resultantes de la mezcla de etanol anhidro con gasolina base y de la mezcla de
Biodiésel con Diésel oil base
Gestión 2025

Periodo	Gasolina premium+ (Bs/l)	Gasolina ultra premium 100 (Bs/l)	Diésel ULS (Bs/l)	Diésel ULS + (Bs/l)	Diesel Oil + (Bs/l)
1er trimestre 2025	5,96	6,72	6,73	6,73	3,72
2do trimestre 2025	6,06	6,93	6,84	6,84	3,72
3er trimestre 2025	6,08	7,35	6,96	6,96	3,72
4to trimestre 2025*	7,22	7,98	8,78	8,78	3,72

Fuente: ANH-Dirección de Regulación Económica.
Elaborado: ANH-Dirección de Regulación Económica.
Nota*: Precios hasta el 17 de diciembre de 2025.

• **Precios Internacionales**

Mediante Decretos Supremos N° 29814 de 26 de noviembre de 2008 y N° 2049 de 2 de julio de 2014, se estableció el mecanismo para la determinación del Precio de la Gasolina Especial Internacional, Diésel Oil Internacional y Gas Natural Vehicular Internacional. Así como, el DS N° 27993 del 28 de enero de 2005, aprueba la metodología y mecanismos para la determinación del Precio del Jet Fuel Internacional, al respecto los precios de la gestión 2025 de enero a diciembre, al primer día hábil de cada mes son los siguientes:

Cuadro N° 27
Bolivia: Precios de los combustibles internacionales
Gestión 2025

Descripción	Unidad	ene-25	feb-25	mar-25	abr-25	may-25	jun-25	jul-25	ago-25	sept-25	oct-25	nov-25	dic-25
Jet Fuel Internacional	Bs/l	6,65	6,65	6,65	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Diesel Oil Internacional	Bs/l	8,88	8,88	8,88	8,88	8,88	8,88	8,88	8,88	8,88	8,88	8,88	8,88
Gasolina Especial Internacional	Bs/l	8,68	8,68	8,68	8,68	8,68	8,68	8,68	8,68	8,68	8,68	8,68	8,68
Gasolina Especial+ Internacional	Bs/l	8,68	8,68	8,68	8,68	8,68	8,68	8,68	8,68	8,68	8,68	8,68	8,68
GNV Internacional	Bs/m ³	3,10	3,06	3,03	3,01	3,02	3,03	2,99	3,09	3,00	3,08	3,02	2,92

Fuente: ANH-Dirección de Regulación Económica.
Elaborado: ANH-Dirección de Regulación Económica.

- **Subvención Gas Licuado de Petróleo**

Mensualmente se calculó y actualizó la compensación por subvención al engarrafado de GLP en cilindros de 10 Kg, conforme a la variación del tipo de cambio de la moneda nacional (boliviano), respecto al dólar americano y/o la modificación de las variables de la cadena de precios, en aplicación del DS N° 28121 de 16 de mayo de 2005, conforme al siguiente detalle:

Cuadro N° 28
Bolivia: Subvención gas licuado de petróleo
Gestión 2025

Año/Mes	Unid.	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
2025	US\$/BBL	1,99	1,99	1,99	1,99	1,99	1,99	1,99	1,99	1,99	1,99	1,99	1,99

Fuente: ANH-Dirección de Regulación Económica.
Elaborado: ANH-Dirección de Regulación Económica.

- **Factores de reposición, estibaje, recalificación y reparación de garrafas de GLP, fondo de reserva de GLP**

En cumplimiento a la RM N° 160-12 de 20 de junio de 2012 y de acuerdo a normativa emitida tanto por el Ministerio de Hidrocarburos así como de la ANH, se establecieron factores de Reposición, Estibaje, Recalificación y Reparación de garrafas de GLP, Fondo de Reserva de GLP, aplicables tanto para las plantas engarrafadoras de YPFB así como para Empresas Engarrafadoras Privadas y Empresas Distribuidora de GLP, generando la recaudación de recursos y erogaciones para gastos por actividades de recalificación, reparación e inutilización de garrafas de 10 y 45 kg respectivamente.

- **Precio referencial de garrafas de GLP y factores de ajuste**

En cumplimiento a la RM N° 160-12 de 20 de junio de 2012 y la RA ANH N° 3550/2012 de 27 de diciembre de 2012 que aprueba la Metodología de Cálculo de Precios y Número de Garrafas de GLP a reponer, de 10 y 45 Kg por las empresas Distribuidoras, se determinaron los Precios Promedio Referenciales para las garrafas de 10 y 45 Kg a ser aplicado por las Empresas de Engarrafado a partir del mes de enero 2025 hasta su próxima actualización.

Asimismo, se determinó los factores de Ajuste por Diferencia en Reposición de Garrafas para cada empresa de Distribución de GLP, expresados en Bs/Garrafa, mismos que deben ser aplicados por las Empresas de Engarrafado a partir del mes de enero 2025 para determinar la cantidad de garrafas a reponer.

Control

Factor de recalificación y reparación; aporte al fondo de reserva de GLP

En cumplimiento al DS N° 24721 modificado por el DS 26467 y la RM 160-12 que establece que los recursos obtenidos por las Plantas de Engarrafado por concepto de Reposición, Recalificación o Reparación deberán ser destinados exclusivamente para la Reposición, Recalificación o Reparación de Garrafas de GLP, durante la gestión 2025 se realizó el control de los montos mensuales recaudados por las Engarrafadoras de GLP por conceptos del Factor de Recalificación y Reparación; Aporte Al Fondo de Reserva de GLP.

Fiscalización

Diferencial de Precios

En cumplimiento al DS N° 2236 de 31 de diciembre de 2014 y la Resolución Bi ministerial N° 001-15 de 05 de agosto de 2015, que aprueba el Reglamento para el cálculo de compensación derivada del diferencial de Precios existente entre el Diésel Oíl y el Gas Oíl, mediante la emisión de Notas de Crédito Fiscal, durante la gestión 2025, se realizó el cálculo de la compensación mensualmente.

Insumos y Aditivos

En cumplimiento a la RM N° 048 – 2017 de fecha 19 de abril de 2017, a través de la cual se aprueba el Reglamento que establece la estructura de costos resultante de la importación de Insumos y Aditivos para la obtención de Gasolina Especial, el método de cálculo de la subvención y los procedimientos correspondientes para solicitar la emisión de Notas de Crédito Fiscal y la RM 107-19 de 19 de agosto de 2019, en la gestión 2025, se emitieron los informes de observaciones a las solicitudes de cálculo de Subvención por la Importación de Insumos y Aditivos realizadas por YPFB.

Distribución de gas natural por redes

Regulación

- **Margen Minorista en la Cadena de Precios de GNV**

En la gestión 2025, cada primer día hábil del mes se actualizó el Margen Minorista, así como el valor del Aporte al Fondo de Conversión (AFC), en aplicación del DS N° 29629 publicado el 3 de julio de 2008 que reglamenta el régimen de precios del Gas Natural Vehicular (GNV), de acuerdo al siguiente detalle para el mes de diciembre 2025:

Cuadro N° 29
ANH: Margen minorista en la cadena de precios de gnv
Gestión 2025

Producto	Margen minorista Bs/m3	Aporte al fondo de conversión Bs/m3
Gas Natural Vehicular	1,0247	0,0205

Fuente: ANH-Dirección de Regulación Económica.
Elaborado: ANH-Dirección de Regulación Económica.

Fiscalización

Fondo Nacional de Gas

El DS N° 1996 de fecha 14 de mayo de 2014, aprueba el Reglamento de Distribución de Gas Natural por Redes, al respecto, conforme a lo indicado en los artículos 72° y 76°, en la gestión 2025 se realizó la fiscalización del origen y destino de los recursos del FONGAS YPFB y FONGAS EMTAGAS de la gestión 2024 mediante una auditoría técnica, económica y administrativa.

Control

Fondo Nacional de Gas

El DS N° 1996 de fecha 14 de mayo de 2014, aprueba el Reglamento de Distribución de Gas Natural por Redes, al respecto, conforme a la normativa citada, durante la gestión 2025 se realizó el seguimiento y control al Fondo Nacional de Gas (FONGAS) de las empresas distribuidoras YPFB y EMTAGAS.

Fondo de Conversión Vehicular, Fondo de Recalificación y Reposición de Cilindros de GNV

En cumplimiento al DS N° 29629 de fecha 02 de julio de 2008 y la RM N° 218 – 11 de fecha 16 de mayo de 2011 que fue abrogada por la RM N° 143-2025 de 18 de septiembre de 2025, que aprueba el Reglamento de Fondo de Conversión de Vehículos a Gas Natural Vehicular y el Fondo de Recalificación y Reposición de Cilindros de Gas Natural Vehicular, durante la gestión 2025 se realizó el control de los fondos FRCGNV y FCVGNV de las empresas distribuidoras YPFB y EMTAGAS.

4.5 Dirección Jurídica (DJ)

En la gestión 2025, se sustanciaron los siguientes procesos jurídicos:

Cuadro N° 30
ANH: Resumen de procesos jurídicos
(En número de procesos)

N°	Detalle	Cantidad
1	Penales	
	Procesos penales concluidos	172
	Procesos penales en curso	428
	Cantidad total de procesos penales	600
2	Administrativos (Dirección Jurídica)	
	Procesos administrativos concluidos	269
	Procesos administrativos en curso	1030
	Cantidad total de procesos administrativos	1.299
	Administrativos (Distritales)	
	Procesos administrativos concluidos	1.104
	Procesos administrativos en curso	5.421
	Cantidad total de procesos administrativos	6.525
3	Civiles	
	Procesos civiles en curso	2
	Cantidad total de procesos civiles	2
4	Coactivos fiscales	
	Procesos coactivos fiscales en curso	2
	Cantidad total de Procesos Coactivos Fiscales	2

Fuente: ANH-Dirección Jurídica.

Elaboración: ANH-DEP-Unidad de Planificación y Análisis Estadístico.

4.6 Direcciones de Apoyo y Funcionamiento

Las áreas con funciones transversales para la entidad son las Direcciones de: Tecnologías de Información y Comunicación; Administración y Finanzas; Planificación y Estadística; y la Unidad de Comunicación Plural. Por consiguiente, el Cuadro N° 31 detalla los resultados agregados del POA para la gestión 2025.

Cuadro N° 31
Resultados de la ejecución de operaciones del POA
Gestión 2025

Sigla Dirección/Unidad	Personal (1)	Objetivos específicos	Operaciones cuantitativas	Operaciones cualitativas	Total operaciones	% Ejecución de sus operaciones	
						Cuantitativas	Cualitativas
DTIC	21	2	4	2	6	100%	100%
DAF	58	8	18	41	59	98,4%	100%
DPE	9	2	12	7	19	100%	100%
UCP	7	1	2	2	4	100%	100%

Fuente: Formularios SEVPOA-04 presentados por las Direcciones y Unidad.

Elaboración: ANH-DPE-Unidad de Planificación y Análisis Estadístico.

(1): Representa la totalidad de ítems asignados a la Dirección, independientemente de su estado de ocupación o vacancia.

5 TRANSPARENCIA Y CONTROL

La entidad cuenta con dos instancias clave de control: la Unidad de Transparencia y Lucha Contra la Corrupción (UTLC) y la Unidad de Auditoría Interna (UAI).

La UTLC tiene por objeto promover medidas preventivas y gestionar denuncias por posibles actos de corrupción o negativa de acceso a la información, bajo el marco de la Ley N° 974 y la RA ANH-DJ-UGJ N° 0169/2025. Por su parte, la UAI se enfoca en asegurar el cumplimiento normativo, salvaguardar los recursos institucionales y promover la eficacia operativa para el logro de los objetivos institucionales.

En el Cuadro N° 32 se detalla los resultados agregados del POA correspondientes a ambas unidades para la gestión 2025.

Cuadro N° 32
Resultados de la ejecución de operaciones del POA
Gestión 2025

Sigla Unidad	Personal (1)	Objetivos específicos	Operaciones cuantitativas	Operaciones cualitativas	Total operaciones	% Ejecución de sus operaciones	
						Cuantitativas	Cualitativas
UTLC	4	2	8	0	8	100%	100%
UAI	9	1	7	1	8	100%	100%

Fuente: Formularios SEVPOA-04 presentados por las Unidades.

Elaboración: ANH-DPE-Unidad de Planificación y Análisis Estadístico.

(1): Representa la totalidad de ítems asignados a la Dirección, independientemente de su estado de ocupación o vacancia.

5.1.1 Actividades de la UTLC

En cumplimiento del Artículo 10 de la Ley N° 974, la UTLC gestiona denuncias relacionadas con hechos de corrupción, falsedad de títulos y restricciones al acceso a la información. El proceso aplicado a cada una de estas causales comprendió las etapas de recepción, admisión, obtención de información, análisis y cierre mediante informe final. Y recondujo a otras áreas de la entidad 58 requerimientos. El detalle se presenta a continuación:

Cuadro N° 33
ANH: Gestión de denuncias, 2025
 (En número de denuncias)

Hechos de corrupción	Negativa injustificada de acceso a la información	Falsedad de títulos académicos	Rechazados	Total Denuncias
22	11	4	26	63

Fuente: ANH-Unidad de Transparencia y Lucha Contra la Corrupción.
 Elaboración: ANH-DEP-Unidad de Planificación y Análisis Estadístico.

Cuadro N° 34
ANH: Resultado de gestión de denuncias, 2025
 (En número de denuncias)

Denuncia Penal	Sumarios ADM.	Medidas Correctivas	Archivo	Rechazo	En Gestión
2	17	2	4	26	12

Fuente: ANH-Unidad de Transparencia y Lucha Contra la Corrupción.
 Elaboración: ANH-DEP-Unidad de Planificación y Análisis Estadístico.

En el ámbito de las acciones preventivas, se realizó las siguientes actividades de capacitación:

Cuadro N° 35
ANH: Resultado de capacitaciones, 2025

N° de capacitaciones del Código de Ética	Total participantes servidores públicos	N° de capacitaciones de la Ley 974	Total participantes servidores públicos	N° de capacitaciones de la Ley 341	total participantes Control Social
37	228	12	232	7	238

Fuente: ANH-Unidad de Transparencia y Lucha Contra la Corrupción.
 Elaboración: ANH-DEP-Unidad de Planificación y Análisis Estadístico.

Entre otras actividades educativas, se difundió la video serie “Trascender – Los Tejidos de la Vida” llegaron a 158 niños de la comunidad Cala Cala – La Paz, el colegio Topater B – Potosí, el colegio Santa Clara – Villamontes – Tarija y la comunidad Yamparaez – Chuquisaca.

5.1.2 Actividades de la UAI

En la gestión 2025, se concluyeron las siguientes **auditorías programadas**:

- Un examen sobre la confiabilidad de los registros y estados financieros al 31/12/2024.
- Un examen sobre la confiabilidad de los registros de la gestión 2025- semestral.
- Una auditoría operacional sobre la eficacia del proceso de certificación de datos de producción de volúmenes sujetos de incentivos, correspondiente a la gestión 2024.

- Una auditoría de cumplimiento al sistema de presupuestos de la agencia nacional de Hidrocarburos gestión 2024.
- Una auditoría de cumplimiento sobre el procedimiento específico para el control y conciliación de datos liquidados en las planillas salariales del personal permanente, consultores de línea y registros individuales de cada servidor público de la ANH, en cuanto a la existencia o no de la doble percepción, correspondiente a la gestión 2024.
- Un primer seguimiento al informe INF UAI 0003/2024 examen sobre la confiabilidad de los estados financieros y las deficiencias de control interno por el periodo comprendido del 1° de enero al 31 de diciembre de 2023 (4 recomendaciones).
- Un segundo seguimiento al informe UAI 0003/2023 sobre los aspectos de control interno, emergente del examen de confiabilidad de los registro y estados financieros por el periodo comprendido entre el 1° de enero al 31 de diciembre de 2022 (3 recomendaciones).
- Un relevamiento de información sobre el cumplimiento de las Resoluciones CGE/112/2022 y CGE/114/2022.

Asimismo, se llevaron adelante las siguientes **auditorías no programadas**:

- 11 seguimientos a las recomendaciones de los informes de auditoría.
- 6 relevamientos.
- Un informe de control interno emergente del relevamiento de información.

Cuadro N° 36
ANH: Auditorías programadas por tipo
(En número de auditorías)

N°	Auditorías	Cantidad
1	Auditorías de cumplimiento	2
2	Auditoría operacional	1
3	Auditorías de confiabilidad	2
4	Auditorías otras (opcional)	3
Total		8

Fuente: ANH-Unidad de Auditoría Interna.

Elaboración: ANH-DEP-Unidad de Planificación y Análisis Estadístico.

Cuadro N° 37
ANH: Resumen de auditorías
(En número de auditorías)

N°	Detalle	Cantidad
1	Total de auditorías programadas gestión 2025	8
2	Total de auditorías realizadas en la gestión 2025	8
3	Total de observaciones emergentes de las auditorías realizadas	30
4	Total de observaciones subsanadas	4

Fuente: ANH-Unidad de Auditoría Interna.

Elaboración: ANH-DEP-Unidad de Planificación y Análisis Estadístico.

6 CONCLUSIONES

Del análisis de la gestión 2025 se observa que, si bien los resultados reportados se aproximan a las metas establecidas, los indicadores no reflejan adecuadamente el contexto operativo en el que desarrolla sus funciones la ANH. En particular, dichos reportes no incorporan de manera suficiente las limitaciones institucionales, ni los factores estructurales que inciden en el desempeño del sector, entre ellos la disminución de la producción de hidrocarburos, el incremento de las importaciones a mayores costos, el aumento del gasto asociado a la subvención de combustibles y el crecimiento del contrabando de hidrocarburos, entre otros aspectos relevantes.

Se evidenció también una brecha significativa entre las competencias formales del ente regulador y la percepción ciudadana sobre el alcance de su intervención. El bajo nivel de conocimiento público respecto a las atribuciones específicas de la ANH y la distribución de responsabilidades entre los distintos actores del sector —incluyendo empresas estatales, operadores privados e instancias ministeriales— contribuyó al deterioro de la confianza institucional y generó un desgaste reputacional que no necesariamente se corresponde con el margen real de acción regulatoria.

Desde el punto de vista institucional, se ha identificado incompatibilidad y desactualización en la normativa que regula en el sector, vulnerabilidades críticas en el área técnica y debilidades estructurales administrativas. A ello se suman rezagos tecnológicos en los sistemas de información que sustentan las funciones de control, lo que reduce la capacidad de análisis estratégico para la toma de decisiones regulatorias y el efectivo cumplimiento de las atribuciones institucionales.

En este contexto, la ANH tiene como desafíos la reorganización institucional y una participación activa en el reordenamiento normativo con el propósito de fortalecer su rol como autoridad reguladora y recuperar la confianza pública en la institución.

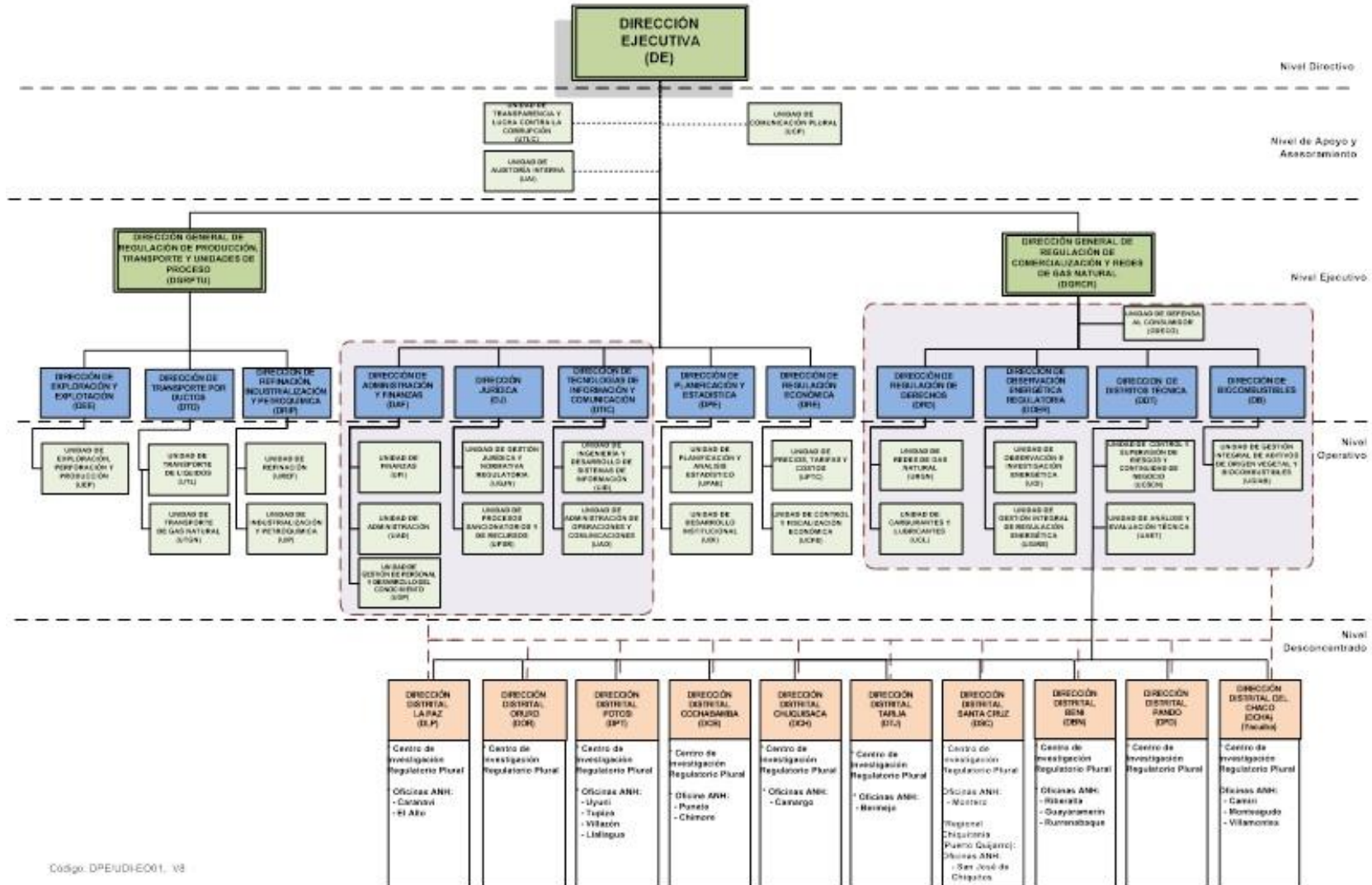
Anexo N° 1



AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS ESTRUCTURA ORGANIZACIONAL ANH - 2022



Aprobado mediante Resolución Administrativa RA-ANH-DJ-UGJN N° 0039/2022, de 23 de febrero de 2022



Anexo N° 2
ANH: Resumen (Matriz) de los resultados del seguimiento y evaluación físico del POA
Al 31 de diciembre de 2025
(En porcentaje de ejecución de operaciones)

ACCIÓN DE CORTO PLAZO POA		SIGLA DIRECCIÓN / UNIDAD	% PROG. GESTIÓN	% DE EJECUCIÓN DE OPERACIONES CUANTITATIVAS	PROMEDIO DE EJECUCIÓN DE OPERACIONES CUANTITATIVAS	% DE EJECUCIÓN DE OPERACIONES CUALITATIVAS	PROMEDIO DE EJECUCIÓN DE OPERACIONES CUALITATIVAS	% DE EJECUCIÓN DE OPERACIONES CUANTITATIVAS Y CUALITATIVAS	PROMEDIO DE EJECUCIÓN DE OPERACIONES CUANTITATIVAS Y CUALITATIVAS
COD.	DENOMINACIÓN								
POA									
1	Fortalecer la gestión de regulación, control, supervisión y fiscalización de las actividades de exploración, explotación, transporte, refinación e industrialización de hidrocarburos de diésel renovable (hvo), biodiésel y diésel sintético orientado a la sustitución de importaciones, mediante la mejora en la aplicación de normativa y la optimización de las herramientas tecnológicas	DEE	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
		DTD		100,00%		100,00%			
		DRIP		100,00%		100,00%			
2	Fortalecer la gestión institucional, optimizando las actividades de otorgación de derechos, monitoreo del mercado, inspección y fiscalización continua de los usuarios/consumidores y operadores precautando sus derechos y obligaciones en el transporte, almacenaje, engarrado, reparación - recalificación de garrafas de GLP, comercialización de combustibles líquidos y GNV y distribución de gas por redes, a nivel nacional acorde a la normativa vigente, haciendo énfasis en la lucha contra el contrabando de combustibles.	DRD	100,00%	NO APLICA	94,55%	100,00%	100,00%	100,00%	97,46%
		DDT		92,59%		100,00%		96,30%	
		DB		100,00%		100,00%		100,00%	
		DOER		96,33%		100,00%		98,17%	
		ODECO		100,00%		NO APLICA		100,00%	
		DBN		70,00%		100,00%		85,00%	
		DPD		91,85%		100,00%		95,93%	
		DLP		100,00%		100,00%		100,00%	
		DSC		90,00%		100,00%		95,00%	
		DCB		100,00%		100,00%		100,00%	
		DCH		100,00%		100,00%		100,00%	
		DTJ		100,00%		100,00%		100,00%	
		DOR		99,57%		100,00%		99,79%	
DPT	100,00%	100,00%	100,00%						
DCHA	83,37%	100,00%	91,69%						
3	Gestionar los procesos de operación, mantenimiento y modernización de la plataforma tecnológica de información y comunicación para el fortalecimiento de la gestión regulatoria, en estricto cumplimiento a la normativa vigente	DTIC	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
4	Planificar, organizar, ejecutar y controlar las actividades técnicas, administrativas, legales y operativas de apoyo a la gestión regulatoria y control interno en aplicación del ordenamiento jurídico administrativo con transparencia, imagen institucional y cero tolerancias al soborno.	UCP	100,00%	100,00%	99,69%	100,00%	100,00%	100,00%	99,87%
		UAI		100,00%		100,00%			
		UTLC		100,00%		NO APLICA		100,00%	
		DJ		NO APLICA		100,00%		100,00%	
		DAF		98,44%		100,00%		99,22%	
DPE	100,00%	100,00%	100,00%						
5	Regular, controlar y fiscalizar los aspectos económicos de las actividades de la cadena hidrocarburífera conforme a la normativa vigente.	DRE	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
% DE CUMPLIMIENTO DE LA EJECUCIÓN FÍSICA DEL POA AL 31/12/2025				96,76%		100,00%		98,50%	

Fuente: ANH-Dirección de Planificación y Estadística.

Elaboración: ANH-DPE-Unidad de Planificación y Análisis Estadístico.

Nota: Elaborado con base en la metodología vigente, aprobada mediante Resolución Administrativa RA-ANH-DJ N° 0244/2018, del 22 de octubre de 2018, y los criterios técnicos aplicados durante la gestión 2025.