Planta de Amoniaco y Urea
Cochabamba - Bolivia

Ministerio de
HIDROCARBUROS

RENDICIÓN PÚBLICA DE CUENTAS
FINAL 2017- INICIAL 2018
SECTOR HIDROCARBUROS

INFORME DE RENDICIÓN PÚBLICA DE CUENTAS

Ministerio de Hidrocarburos (MH)

Elaboración:

Unidad de Transparencia - (MH)
Dirección General de Planificación y Desarrollo Hidrocarburífero - (MH)

Coordinación:
Viceministerio de Exploración y Explotación de Hidrocarburos (VMEEH)
Viceministerio de Industrialización, Comercialización, Transporte y Almacenaje de Hidrocarburos (VMICTAH)
Viceministerio de Planificación y Desarrollo Hidrocarburífero (VMPDH)
Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB)
Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH)
Entidad Ejecutora de Conversión a GNV (EEC-GNV)
Empresa Boliviana de Industrialización de Hidrocarburos (EBIH)
Empresa Tarijeña del Gas (EMTAGAS)

Ministerio de Hidrocarburos (MH)

Dirección: Avenida Mariscal Santa Cruz, esquina Calle Oruro, Edif. Centro de Comunicaciones La Paz, Piso 12.
Teléfonos: (591) - 2 - 2374050 - (591) - 2 - 2374051 - (591) - 2 - 2374052 - (591) - 22374053
Fax: (591) - 2 - 2141307
Correo electrónico: **info@hidrocarburos.gob.bo**

La Paz – Bolivia

Enero de 2018

CONTENIDO

1 MINISTERIO DE HIDROCARBUROS 1
1.1 Aspectos Institucionales 1
1.1.1 Creación, Mandato Legal, Misión, Visión 1
1.1.2 Objetivos Estratégicos Institucionales 6
1.1.1 Estructura Organizacional 7
1.1.2 AREAS TRANSVERSALES 8
1.1.2.1 Dirección General de Asuntos Administrativos 8
1.1.3 Evaluación POA 2017 (Al 31 de diciembre de 2017) 9
1.2 VICEMINISTERIO DE EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS (VMEEH) 13
1.2.1 Introducción 13
1.2.2 Normativa General para Exploración y Explotación de Hidrocarburos 13
1.2.3 Objetivos de Gestión 2017 14
1.2.4 Logros Alcanzados en la Gestión 2017 14
1.2.4.1 Contratos de Servicios Petroleros – CSP, Adendas y Cesiones Vigentes: 14
1.2.4.2 Normativa de Exploración Y Explotación de Hidrocarburos Emitida 15
1.2.4.3 Seguimiento y Control de Inversiones y Actividades de Exploración y Explotación de Hidrocarburos 15
1.2.4.4 Autorizaciones de Reconocimiento Superficial de la Gestión 2017 17
1.2.4.5 Seguimiento y Control de Quema y Uso de Gas Natural Como Combustible 18
1.2.5 Logros Alcanzados en la Gestión 2017 ..... **¡Error! Marcador no definido.**
1.2.5.1 Recaudaciones por Hidrocarburos en el Upstream 19
1.2.5.2 Incentivos a la Producción de Petróleo bajo el D.S. N° 1202 22
1.2.5.3 Incentivos Hidrocarburíferos bajo la Ley N° 767, de 11 de diciembre de 2015 22
1.2.6 Logros A Futuro Gestión 2018 23
1.3 VICEMINISTERIO DE INDUSTRIALIZACIÓN, COMERCIALIZACIÓN, TRANSPORTE Y ALMACENAJE DE HIDROCARBUROS (VMICTAH) 26
1.3.1 Logros Institucionales 26
1.3.2 Otros Resultados 29
1.3.3 Logros a futuro Gestión 2018 38
1.3.4 Conclusiones (VMICTAH) 40
A. ENTIDAD EJECUTORA DE CONVERSIÓN A GNV (EEC-GNV) 43
I. ASPECTOS INSTITUCIONALES 43
a) Objetivos 43
II. EVALUACIÓN POA 2017 43
III. LOGROS INSTITUCIONALES 44
IV. CONCLUSIONES (EEC-GNV) 45
B. EMPRESA BOLIVIANA DE INDUSTRIALIZACIÓN DE HIDROCARBUROS (EBIH) 46
I. ASPECTOS INSTITUCIONALES 46
a) Objetivos 46
II. EVALUACIÓN POA PRIMER SEMESTRE 2018 46
III. LOGROS INSTITUCIONALES 47

C. EMPRESA TARIJEÑA DEL GAS (EMTAGAS) 49
1.4 VICEMINISTERIO DE PLANIFICACIÓN Y DESARROLLO HIDROCARBURIFERO (VMPDH) 54
1.4.1 Dirección General de Planificación y Desarrollo Hidrocarburífero 54
1.4.1.1 Introducción 54
1.4.1.2 Objetivos De Gestión 2017 54
1.4.1.3 Logros Alcanzados 2017 55
1.4.2 Dirección General De Gestión Socio Ambiental 66
1.4.2.1 Introducción 66
1.4.2.2 Objetivos de gestión 2017 68
1.4.2.3 Logros 2017 68
1.4.2.4 Logros 2018 72
1.4.3 Dirección General De Control Y Fiscalización 72
1.4.3.1 Introducción 72
1.4.3.2 Objetivos de gestión 2017 73
1.4.3.3 Logros 2017 73
1.4.3.4 Logros Alcanzados 74
1.4.3.5 Logros a futuro 75
2 YACIMIENTOS PETROLÍFEROS FISCALES BOLIVIANOS (YPFB) 76
2.1 Aspectos Institucionales 76
2.2 Objetivos De Gestión 2017 76
2.3 Logros Alcanzados En La Gestión 2017 77
2.3.1 Principales Resultados Programados y Alcanzados en la Actividad Exploratoria 77
2.3.2 Principales Resultados Programados y Alcanzados en la Actividad de Explotación 81
2.3.3 Principales Resultado Alcanzados en Contratos de Servicios Petroleros, Adendas Contratos de Operación y Convenios de Estudio 84
2.3.4 Principales Resultados Programados y Alcanzados en Refinación 86
2.3.5 Principales Resultados Programados y Alcanzados en Comercialización 94
2.3.6 Principales Resultados Programados y Alcanzados en Redes de Gas 98
2.3.7 Principales Resultados Programados y Alcanzados en Almacenaje 100
2.3.8 Principales Resultados Programados y Alcanzados en Industrialización 103
2.3.9 Principales Resultados en Otras Inversiones 106
2.3.10 Ejecución del Presupuesto de Inversión 107
2.4 Programa De Inversiones 2018 Sector De Hidrocarburos 109
2.4.1 Introducción 109
2.4.2 PRINCIPALES RESULTADOS GESTIÓN 2018 112
3 AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS (ANH) 120
3.1 ASPECTOS INSTITUCIONALES. 120
3.1.1 Antecedentes. 120
3.1.2 Ejecución Financiera – Gestión 2017. 120
3.2 ACTIVIDADES REALIZADAS 121
3.2.1 Exploración 121
3.2.2 Producción 121
3.2.3 Ductos y Transportes 122
3.2.4 Refinación 123
3.2.5 Industrialización 125
3.2.6 Regulación Económica 125
3.2.7 Comercialización 126
3.2.8 Tecnologías de Información y Comunicación 127
3.2.9 Operaciones de Interdicción de Hidrocarburos 127
3.3 Objetivos 2018 128

1.- MINISTERIO DE HIDROCARBUROS

LA INDUSTRIALIZACION, UNA REALIDAD

1 MINISTERIO DE HIDROCARBUROS

1.1 Aspectos Institucionales

1.1.1 Creación, Mandato Legal, Misión, Visión

El Ministerio de Hidrocarburos tiene establecidas sus competencias y atribuciones en el Decreto Supremo Nº 3058 de 22 de enero de 2017, y el Decreto Supremo 3070 de 1 de febrero de 2017; que modifican el D.S. N° 29894 (Organización del Órgano Ejecutivo) llegándose a establecer la nueva estructura jerárquica del Ministerio de Hidrocarburos (MH), bajo esta normativa, es responsable de Proponer y dirigir la Política Hidrocarburífera del País, promover su desarrollo integral, sustentable y equitativo y garantizar su soberanía en el marco de la Constitución Política del Estado y la política de soberanía energética. Asimismo, tiene la facultad de reglamentar actividades de toda la cadena de hidrocarburos, orientando a que las mismas se enmarquen en normas técnicas de buena práctica que garanticen las operaciones, cumpliendo estándares internacionales de eficiencia, calidad y seguridad.

La Planificación del Ministerio de Hidrocarburos se articula a la Agenda Patriótica 2025 la cual tiene la finalidad de establecer los pilares fundamentales para levantar una nueva sociedad y Estado más incluyente, más participativo, más democrático, sin discriminación, sin racismo, sin odios, sin división, bajo el "fundamento de nuestro nuevo horizonte civilizatorio para Vivir Bien", como manda la Constitución Política del Estado a través de 13 pilares de la Bolivia Digna y Soberana.

El Sector Hidrocarburos aporta a la "Construcción de la Agenda Patriótica 2025", a las metas y resultados establecidos del Plan de Desarrollo Económico y Social 201-2020 a través del Plan Sectorial de Desarrollo Integral del Sector e institucionalmente a través del Plan Estratégico Institucional 2016-2020 del MH en el marco del nuevo patrón de desarrollo para Vivir Bien, sentando Seguridad y Soberanía sobre su territorio y sobre sus recursos naturales energéticos para alcanzar la industrialización, aumentado el valor agregado a sus exportaciones con el apoyo del Estado promotor y protagonista del desarrollo; fortaleciendo al sector con eficiencia e impulsando los principios de integración.

En este contexto, el sector Hidrocarburos se vincula con los siguientes pilares:

- Pilar 2: "Socialización y universalización de los servicios básicos con soberanía para vivir bien".

- Pilar 6: "Soberanía productiva con diversificación y desarrollo integral sin la dictadura del mercado capitalista".

- Pilar 7: "Soberanía sobre nuestros recursos naturales con nacionalización, industrialización y comercialización en armonía y equilibrio con la madre tierra"

- Pilar 11: "Soberanía y transparencia en la gestión pública bajo los principios de no robar, no mentir y no ser flojo."

En este marco, es el responsable de planificar el desarrollo integral del sector y desarrollar estrategias para el cumplimiento de la Política Hidrocarburífera del país, en coordinación con las distintas entidades del sector y el Ministerio de Planificación del Desarrollo.

Dentro de los alcances de la Política Hidrocarburífera del País, el MH debe establecer las políticas de precios para el mercado interno y la política de exportación de excedentes de hidrocarburos; supervisar, controlar y fiscalizar la exploración, producción, transporte, almacenaje, comercialización, refinación, industrialización, distribución de gas natural por redes; así como el uso y destino de los hidrocarburos y sus productos derivados. También debe supervisar, controlar y fiscalizar a las empresas e instituciones bajo su tuición y dependencia.

El Ministerio de Hidrocarburos cuenta con facultades para aplicar las estrategias del desarrollo e integración energética regional y del país, negociar tratados internacionales para el sector energético en coordinación con el Ministerio de Relaciones Exteriores y suscribir convenios internacionales; debe proponer proyectos de expansión del sector Hidrocarburífero, a través del aprovechamiento de los recursos; formular políticas, controlar y fiscalizar la política y normativa socio-ambiental del sector hidrocarburos, respetando el medio ambiente.

MANDATO LEGAL DEL MINISTERIO DE HIDROCARBUROS

De acuerdo al inciso VII del ARTÍCULO 8.- (MODIFICACIONES E INCORPORACIONES) del Decreto Supremo 3058 del 22 de enero de 2017 se modifica el Artículo 58 del Decreto Supremo N° 29894, de 7 de febrero de 2009, Organización del Órgano Ejecutivo, con el siguiente texto:
“ARTÍCULO 58.- (ATRIBUCIONES DE LA MINISTRA(O) DE HIDROCARBUROS). Las atribuciones de la Ministra(o) de Hidrocarburos, en el marco de las competencias asignadas al nivel central por la Constitución Política del Estado, son las siguientes:

- Proponer y dirigir la Política Hidrocarburífera del País, promover su desarrollo integral, sustentable y equitativo y garantizar su soberanía.
- Evaluar y controlar el cumplimiento de la Política Hidrocarburífera del País.
- Normar en el marco de su competencia, la ejecución de la Política Hidrocarburífera del País.
- Planificar el desarrollo integral del sector Hidrocarburífero y desarrollar estrategias para el cumplimiento de la Política Hidrocarburífera del País, en coordinación con las distintas entidades del sector y el Ministerio de Planificación del Desarrollo.
- Establecer las políticas de precios para el mercado interno y la política de exportación de excedentes de hidrocarburos.
- Supervisar, controlar y fiscalizar la exploración, producción, transporte, almacenaje, comercialización, refinación, industrialización, distribución de gas natural por redes, así como el uso y destino de los hidrocarburos y sus productos derivados.
- Definir y ejecutar políticas de promoción de áreas de exploración de hidrocarburos.
- Elaborar las políticas y estrategias para asegurar el acceso universal y equitativo a los servicios de gas domiciliario.
- Negociar tratados internacionales para el sector hidrocarburífero en coordinación con el Ministerio de Relaciones Exteriores.

- Proponer la creación de empresas o entidades, autárquicas, descentralizadas o desconcentradas, para el cumplimiento de la Política Hidrocarburífera del País, en el marco de la Constitución Política del Estado.
- Supervisar y controlar a las empresas e instituciones bajo su tuición y dependencia
- Establecer políticas y estrategias, que garanticen el abastecimiento de gas natural, combustibles líquidos para el consumo interno.
- Proponer proyectos de expansión del sector hidrocarburífero, a través del aprovechamiento de los recursos naturales renovables, y rio renovables, respetando el medio ambiente.
- Velar por la correcta aplicación del marco regulatorio vigente, en el sector de hidrocarburos en toda la cadena productiva.
- Coordinar con los gobiernos autonómicos departamentales, municipales, regionales y autonomías indígena originaria campesina, para la implementación y desarrollo de las políticas Hidrocarburíferas en el marco de las competencias concurrentes y compartidas.
- Formular políticas y normativas socio-ambientales del, sector de hidrocarburos."

Asimismo el Capítulo III incorpora los incisos q), r), s), t), u) y v) en el Artículo 58 del Decreto Supremo N° 29894, de 7 de febrero de 2009, Organización del Órgano Ejecutivo, modificado por el Decreto Supremo N° 3058, de 22 de enero de 2017, con el siguiente texto:
"ARTÍCULO 3.- (INCORPORACIONES).

- Suscribir convenios a nivel país en materia de su competencia;
- Resolver recursos jerárquicos y de revisión interpuestos contra las resoluciones de la Agencia Nacional de Hidrocarburos;
- Supervisar y fiscalizar el cumplimiento de las disposiciones legales y normas en materia de hidrocarburos;
- Promover, formular y aplicar estrategias de desarrollo e integración Hidrocarburífera regional y del país;
- Requerir información de empresas y entidades del sector y efectuar el seguimiento al sistema de información Hidrocarburífera;
- Proponer la política de precios de comercialización de hidrocarburos y sus productos derivados en el exterior del país."
- De acuerdo al Decreto Supremo N° 29894, de 7 de febrero de 2009, Organización del Órgano Ejecutivo

ARTÍCULO 59.- (ATRIBUCIONES DEL VICEMINISTERIO DE EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS). Las atribuciones del Viceministerio de Exploración y Explotación de Hidrocarburos, en el marco de las competencias asignadas al nivel central por la Constitución Política del Estado, son las siguientes:

- Formular, ejecutar y evaluar políticas de desarrollo en materia de exploración y explotación, velando por la soberanía nacional.
- Proponer políticas y programas de incentivo al desarrollo de las actividades de exploración y explotación.
- Proponer normas técnicas y legales, para el desarrollo de las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos.
- Controlar y fiscalizar las instituciones y empresas en las actividades de exploración y explotación
- Establecer los criterios de quema de gas natural, gas combustible y de inyección de gas natural.
- Definir y administrar el mapa oficial de áreas de interés hidrocarburífero

- Proponer y coordinar con el Viceministerio de Desarrollo Energético y otras instancias pertinentes, las políticas de exportación de gas precautelando los intereses del país.
- Supervisar y efectuar el seguimiento a la liquidación y cobro de regalías elaborada por YPFB, así como la participación en el sector hidrocarburos.
- Efectuar y hacer seguimiento a la cuantificación de reservas probadas, probables y posibles de los hidrocarburos.
- Establecer los mecanismos y procedimientos para la determinación de costos reales y de oportunidad de las actividades de exploración y explotación

ARTÍCULO 60.- (ATRIBUCIONES DEL VICEMINISTERIO DE INDUSTRIALIZACIÓN, COMERCIALIZACIÓN, TRANSPORTE Y ALMACENAJE DE HIDROCARBUROS). Las atribuciones del Viceministerio de Industrialización, Comercialización, Transporte y Almacenaje de Hidrocarburos, en el marco de las competencias asignadas al nivel central por la Constitución Política del Estado, son las siguientes:

- Planificar, formular, proponer y evaluar políticas de desarrollo en materia de industrialización, refinación, comercialización, logística de transporte, almacenaje y distribución de los hidrocarburos y sus derivados, respetando la soberanía del país.
- Proponer reglamentos e instructivos técnicos para el desarrollo de las actividades productivas y de servicios en el sector, con énfasis en aquellos que generen mayor valor agregado.
- Diseñar programas de incentivo para el uso y comercialización de gas natural en el mercado interno, dentro del marco de la Política Energética del País, para masificar el uso del gas natural.
- Elaborar estrategias para la conversión de vehículos a gas natural – GNV.
- Elaborar estrategias y mecanismos para la expansión de redes de distribución de gas natural, orientadas a lograr el acceso universal y equitativo del servicio de gas domiciliario, así como al comercio y la industria del país.
- Proponer políticas de provisión del servicio básico de gas domiciliario que respondan a los criterios de universalidad, responsabilidad, accesibilidad, continuidad, calidad, eficiencia, eficacia, tarifas equitativas y cobertura necesaria; con participación y control social, para la transformación gradual de la matriz energética del país.
- Proponer políticas en el área de industrialización de gas natural, a través de Plantas de Extracción de Licuables, Plantas Petroquímicas y otras para la generación de valor agregado.
- Proponer políticas en el área de industrialización de gas natural, para crear las condiciones que favorezcan la competitividad en el mercado interno e internacional.
- Proponer políticas de precios para el gas natural y combustibles líquidos en el mercado interno en coordinación con el Viceministerio de Desarrollo Energético y otras instancias pertinentes.
- Formular y establecer reglamentos y especificaciones de calidad para los combustibles líquidos y gas natural.
- Coadyuvar en las investigaciones, análisis y estudios relacionados con el sector, que aporten al mejoramiento de los procesos de la planificación sectorial y gestión de la política hidrocarburífera.
- Establecer los mecanismos y procedimientos para la determinación de costos reales y de oportunidad en las actividades de industrialización, comercialización, transporte y almacenaje.

En fecha 01 de febrero de 2017 se emite el Decreto Supremo N° 3070 que modifica el D.S. N° 29894 de 7 de febrero de 2009 Organización del Órgano Ejecutivo y complementa el

Decreto Supremo Nª 3058 de 22 de enero de 2017, estableciendo la estructura jerárquica del Ministerio de Hidrocarburos; por lo tanto se incorpora el Artículo 61 en el Decreto Supremo N° 29894 modificado por el Decreto Supremo N° 3058, con el siguiente texto, con el siguiente texto:

"ARTICULO 61.- (ATRIBUCIONES DEL VICEMINISTERIO DE PLANIFICACIÓN Y DESARROLLO HIDROCARBURÍFERO). Las atribuciones del Viceministerio de Planificación y Desarrollo Hidrocarburífero, en el marco de las competencias asignadas al nivel central por la Constitución Política del Estado, son las siguientes:

- Proponer la planificación integral del sector de hidrocarburos a mediano y largo plazo;
- Coordinar con los viceministerios e instituciones del sector las actividades relacionadas a la política hidrocarburífera y de medio ambiente;
- Proponer las bases y metodología para la planificación hidrocarburífera del país, en coordinación con los viceministerios y entidades dependientes y bajo tuición del ministerio;
- Formular y evaluar la política hidrocarburífera del país, velando por el uso eficiente de nuestros recursos;
- Proponer, formular y aplicar las estrategias para la integración hidrocarburífera regional;
- Implementar, desarrollar y administrar el sistema de información del sector de hidrocarburos y mantener actualizada la información estadística en el sector;
- Formular y velar por el cumplimiento de la política y normativa ambiental del sector de hidrocarburos;
- Administrar y gestionar el desarrollo del balance energético;
- Coordinar las relaciones comerciales y de mercados internacionales con las entidades del sector y sus homólogos en terceros países;
- Velar y fiscalizar la correcta aplicación del marco regulatorio vigente en el sector hidrocarburífero."

MISIÓN:

"Somos una Entidad Pública Estratégica para el desarrollo del Estado Plurinacional de Bolivia; que formula, gestiona y evalúa las políticas, normas y planes de desarrollo hidrocarburífero, contribuyendo al Vivir Bien de los bolivianos y bolivianas en el marco de un crecimiento equitativo y sustentable, en armonía con la madre tierra".

VISIÓN:

"Somos la institución más importante del país, que consolida al sector hidrocarburífero como el pilar fundamental del desarrollo económico y social; a través del establecimiento e implementación de políticas del sector, proyectando al país como el "Centro Energético de la Región", en el marco del desarrollo sostenible, en armonía con la madre tierra y el Vivir Bien".

1.1.2 Objetivos Estratégicos Institucionales

De acuerdo a lo establecido en los mandatos institucionales, sectoriales y declaraciones estratégicas del Plan Estratégico Institucional 2016-2020 (PEI) del MH, los objetivos estratégicos institucionales (OEI), son los siguientes:

OEI 1

- Garantizar el suministro de energía de servicios básicos y derivados de hidrocarburos con regulación de precios y tarifas.

OEI 2

- Ejercer los procesos de formulación seguimiento y evaluación de planes y/o políticas hidrocarburíferas identificando las prioridades de acuerdo al sector.

OEI 3

- Formular, implementar y promover planes y/o políticas de eficiencia energética en el sector hidrocarburífero, que garanticen una producción y consumo racional, sostenible en armonía con el medio ambiente.

OEI 4

- Implementar y promover la gestión socio ambiental que garantice la sostenibilidad ambiental y social del uso de recursos hidrocarburíferos.

OEI 5

- Promover el cambio de la matriz energética, la investigación aplicada y desarrollo de nuevas tecnologías.

OEI 6

- Promover la generación de otras fuentes de ingresos a través del incremento del valor agregado, garantizando su sostenibilidad en el corto, mediano y largo plazo.

OEI 7

- Promover y desarrollar mecanismos para la generación de excedentes destinados a la exportación.

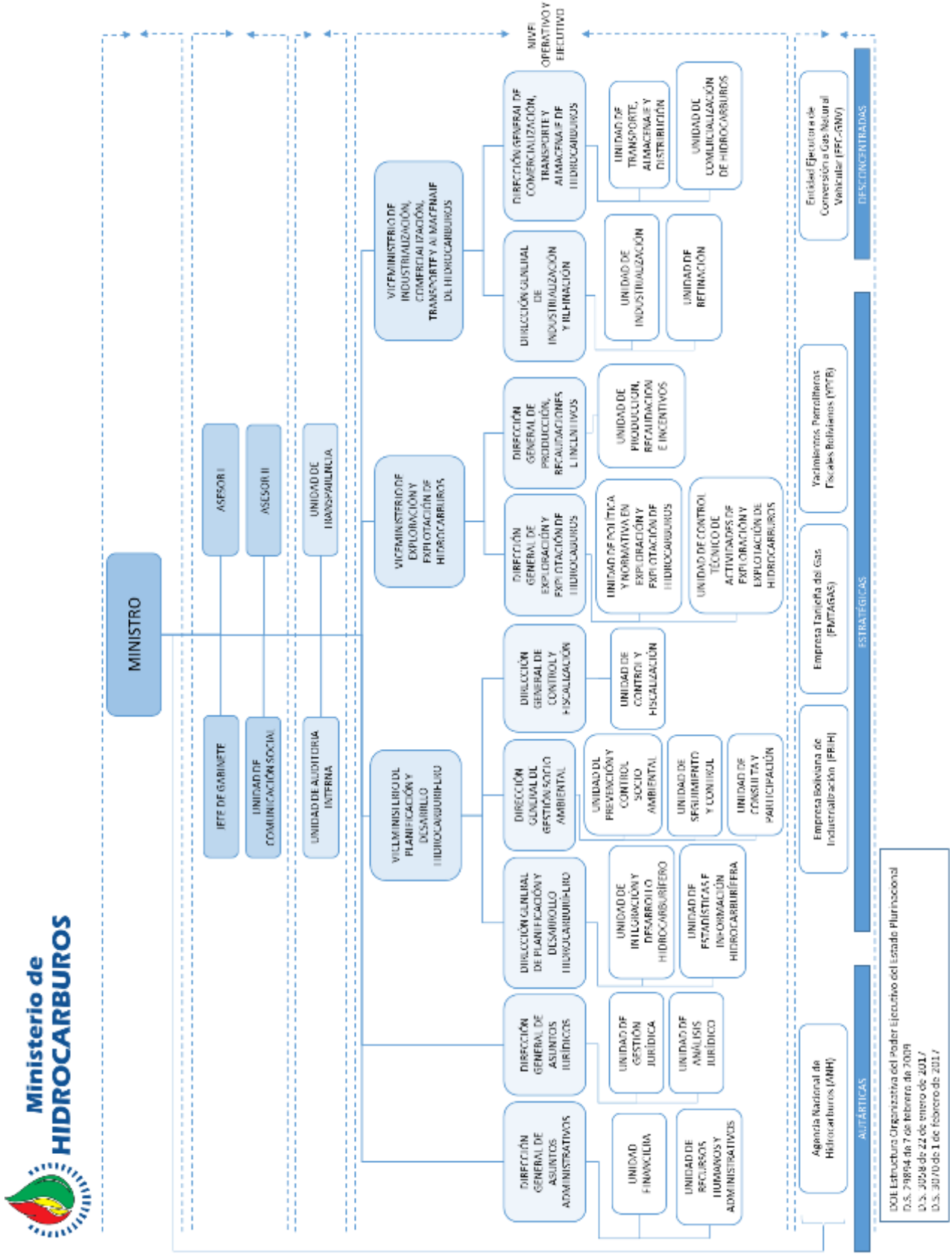
OEI 8

- Desarrollar y fortalecer la capacidad institucional, implementándola de manera transparente, oportuna, eficaz y eficiente.

OEI 9

- Gestionar los recursos y viabilizar las acciones necesarias para la efectiva ejecución del PEI 2016-2020 del MH.

1.1.1 Estructura Organizacional



1.1.2 AREAS TRANSVERSALES

1.1.2.1 Dirección General De Asuntos Administrativos

La Dirección General de Asuntos Administrativos, está conformada por la Unidad Financiera y la Unidad de Recursos Humanos y Administrativos, cada una de estas Unidades está compuesta por áreas operativas que atienden los requerimientos Administrativos Financieros del Ministerio de Hidrocarburos.

Unidad Financiera

La Jefatura de la Unidad Financiera (UFIN) tiene entre sus principales funciones la aplicación de los Subsistemas de Tesorería, Contabilidad y Presupuestos, la compra de pasajes aéreos y el pago de viáticos a los funcionarios que viajan en Comisión Oficial, la asignación, control y registro de los Activos Fijos de la Entidad, y en el Área de Almacenes se solicita, se custodia, se controla y se entrega materiales y suministros de oficina y limpieza para el normal funcionamiento del Ministerio de Hidrocarburos, entre otros.

Sobre el Presupuesto, Gestión 2017

El presupuesto inicial de la gestión 2017 para el Ministerio de Hidrocarburos y Energía fue de Bs 45.603.642,00. Sin embargo en fecha 22 de enero de 2017 se promulgó el Decreto Supremo N° 3058 que modifica la estructura del Órgano Ejecutivo para crear el Ministerio de Energías, y modifica la estructura jerárquica del Ministerio de Hidrocarburos, facultando en su Disposición Transitoria Segunda a los Ministerio de Economía y Finanzas Públicas y de Planificación del Desarrollo en el marco de sus competencias, efectuar las modificaciones presupuestarias correspondientes, por lo que el MEFP transfirió de nuestro presupuesto de gasto corriente el monto de Bs9.534.748,00 al Ministerio de Energías, compuestos por Bs7.768.571,00 para el pago de sueldos y sus colaterales para los 41 items del Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas y 4 Items de la Dirección General de Planificación que fueron transferidos.

Con Decreto Supremo N° 3070 el 01 de febrero de 2017, se crea el Viceministerio de Planificación y Desarrollo Hidrocarburífero, por las gestiones realizadas por esta Dirección, el Ministerio de Economía y Finanzas Públicas autorizó la creación de 5 Items para nuestra Entidad, quedando un total de 166 Items para el Ministerio de Hidrocarburos, así también se creó la Dirección General de Producción, Recaudación e Incentivos en el Viceministerio de Exploración y Explotación de Hidrocarburos, para la cual se realizó y remitió toda la documentación correspondiente solicitando presupuesto adicional para su funcionamiento, sin embargo con Nota cite MEFP/VPCF/DGPGP/USP/N° 0171/17, el Ministerio de Economía y Finanzas Públicas responde en forma negativa sobre esta solicitud.

El presupuesto vigente al 31 de diciembre de 2017 de Bs41.884.508,00; con Fuente de Financiamiento 10 “TGN” y Organismo Financiador 111 “TGN” y la ejecución de la gestión es de Bs40.317.324,31 (Cuarenta Millones Trescientos Diecisiete Mil Trescientos Veinticuatro 31/100 Bolivianos), alcanzando un total de ejecución del 96,26%.

El presupuesto aprobado para la gestión 2017 de los recursos transferidos por las Empresas hidrocarburíferas que operan en nuestro país y de Y.P.F.B. Corporación para los procesos de Consulta y Participación que realiza nuestra Entidad fue de Bs12.804.095,00 y un presupuesto vigente de Bs15.041.033,00 de los cuales al 31 de diciembre de 2017 se ha

ejecutado la suma de Bs5.276.113,66 (Cinco Millones Doscientos Setenta y Seis Mil Ciento Trece 66/100 Bolivianos) o sea el 35,08%, con Fuente de Financiamiento 42 “Transferencia de Recursos Específicos” y Organismo Financiador 230 “Otros Recursos Específicos”.

La Fuente de Financiamiento 11 “TGN Otros Ingresos” y Organismo Financiador 000, ingresos generados por multas que se cobran a las Empresas Hidrocarburíferas por incumplimiento a la normativa, tiene un presupuesto aprobado de Bs279.604,00 y un presupuesto vigente de Bs377.044,00 con una ejecución al 31 de diciembre de 2017 de Bs366.302,16 equivalentes al 97,15%.

El Ministerio de Economía y Finanzas Públicas el 08 de octubre de 2017, aprobó el traspaso presupuestario interinstitucional realizado de Bs1.000.000.- (Un Millón 00/100 Bolivianos) dentro del convenio firmado entre Yacimiento Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB) y el Ministerio de Hidrocarburos (MH) de Fortalecimiento Institucional, para ejecutar en los gastos necesarios para el funcionamiento y logro de los objetivos de esta Entidad, con Fuente de Financiamiento 42 “Transferencia de Recursos Específicos” y Organismo Financiador 230 “Otros Recursos Específicos”, de los cuales al 31 de diciembre de 2017 presenta una ejecución presupuestaria de Bs807.532,06 (Ochocientos Siete Mil Quinientos Treinta y Dos 06/100 Bolivianos) o sea un 80,75%.

El 27 de octubre de 2017, en el marco del D.S. 3363 que aprueba el presupuesto adicional para las Entidades e Instituciones que organizan y apoyan en la realización de la IV Cumbre de Jefes de Estado y de Gobierno del Foro de Países Exportadores de Gas realizado del 21 al 24 de noviembre de 2017, el Ministerio de Economía y Finanzas Públicas realizó un traspaso presupuestario adicional al Ministerio de Hidrocarburos de Bs4.404.992,00 (Cuatro Millones Cuatrocientos Cuatro Mil Novecientos Noventa y Dos 00/100 Bolivianos), con Fuente de Financiamiento 10 “TGN” y Organismo Financiador 230 “TGN”, para ser utilizados únicamente en el mencionado evento; y que para el 31 de diciembre de 2017 presenta una ejecución presupuestaria de Bs4.303.847,08 equivalentes al 97,70%.

El presupuesto total aprobado para el Ministerio de Hidrocarburos es de Bs271.374.268,00; al 31 de diciembre de 2017 y un presupuesto vigente de Bs300.316.857.65 y una ejecución presupuestaria total de Bs186.103.421.93 (Ciento Ochenta y Seis Millones Ciento Tres Mil Cuatrocientos Veintiuno 93/100 Bolivianos) alcanzando un total de ejecución porcentual del 61,97%.

Unidad de Recursos Humanos y Administrativos

La Unidad de Recursos Humanos y Administrativos, tiene entre sus funciones la aplicación del Sistema de Administración de Personal, que establece niveles de organización, control en el manejo del personal, que posibiliten que el recurso humano coadyuve a los fines institucionales, en este sentido las actividades que se realizan son de carácter transversal y recurrente, contribuyendo al logro de los objetivos y metas planteada por el MH.

1.1.3 Evaluación POA 2017 (Al 31 de diciembre de 2017)

Durante las gestiones 2010 - 2016 el Ex Ministerio de Hidrocarburos y Energía ha alcanzado importantes logros en beneficio de toda la población boliviana, logrando una nueva calidad estatal que hace a la capacidad técnica y profesional; así como al compromiso social de los servidores públicos, ahora como Ministerio de Hidrocarburos continua con el mismo compromiso y mayores retos.

En la gestión 2017 se realizó la Primera Reformulación del Programa de Operaciones Anual mediante Instructivo MH-DESP-INS-003/2017 para el establecimiento de Objetivos de Gestión Específicos, Actividades y Requerimiento de Materiales, Bienes y Servicios, de acuerdo al análisis de situación realizado previamente por cada una de las áreas organizacionales dependientes del MH, que garanticen el correcto cumplimiento al Decreto Supremo 3058 de fecha 22 de enero de 2017 y el Decreto Supremo N° 3070 de 01 de febrero de 2017.

EJECUCIÓN FÍSICA A DICIEMBRE 2017

ÁREAS TRANSVERSALES	
ÁREA ORGANIZACIONAL	EJECUCIÓN FÍSICA (%)
DESPACHO - MINISTRO	100,00%
DIRECCIÓN GENERAL DE ASUNTOS ADMINISTRATIVOS	87,00%
DIRECCIÓN GENERAL DE ASUNTOS JURÍDICOS	100,00%
UNIDAD DE AUDITORÍA INTERNA	82,00%
UNIDAD DE TRANSPARENCIA	78,00%
UNIDAD DE COMUNICACIÓN SOCIAL	100,00%
TOTAL ÁREAS TRANSVERSALES	**91%**

ÁREAS SUSTANTIVAS	
ÁREA ORGANIZACIONAL	EJECUCIÓN FÍSICA (%)
VICEMINISTERIO DE EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS	
DESPACHO VICEMINISTRO	73%
DIRECCIÓN GENERAL DE EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS	71%
DIRECCIÓN GENERAL DE PRODUCCIÓN, RECAUDACIÓN E INCENTIVOS (*)	62%
TOTAL VMEEH	**69%**
ÁREA ORGANIZACIONAL	EJECUCIÓN FÍSICA (%)
VICEMINISTERIO DE INDUSTRIALIZACIÓN, COMERCIALIZACIÓN, TRANSPORTE Y ALMACENAJE DE HIDROCARBUROS	
DESPACHO VICEMINISTRO	97%
DIRECCIÓN GENERAL DE INDUSTRIALIZACIÓN Y REFINACIÓN	87%
DIRECCIÓN GENERAL DE COMERCIALIZACIÓN, TRANSPORTE Y ALMACENAJE	82%
TOTAL VMICTAH	**89%**
ÁREA ORGANIZACIONAL	EJECUCIÓN FÍSICA (%)

ENTIDAD EJECUTORA DE CONVERSION A GAS NATURAL VEHICULAR	20%
TOTAL EEC-GNV	**20%**

ÁREA ORGANIZACIONAL	EJECUCIÓN FÍSICA (%)
VICEMINISTERIO DE PLANIFICACIÓN Y DESARROLLO HIDROCARBURIFERO	
DESPACHO VICEMINISTRO	88%
DIRECCIÓN GENERAL DE PLANIFICACIÓN Y DESARROLLO HIDROCARBURIFERO	56%
DIRECCIÓN GENERAL DE CONTROL Y FISCALIZACIÓN	98%
DIRECCIÓN GENERAL DE GESTIÓN SOCIO AMBIENTAL	68%
CONSULTA Y PARTICIPACION – YPFB	60%
CONSULTA Y PARTICIPACION – PRIVADOS	75%
TOTAL VMPDH	**74%**
TOTAL ÁREAS SUSTANTIVAS	**63%**
TOTAL MINISTERIO DE HIDROCARBUROS	**77%**

Fuente: Informe de Seguimiento y Evaluación POA Segundo Semestre 2017 (VMPDH-DGPDH)

PRESUPUESTO GENERAL - EJECUCIÓN FINANCIERA A DICIEMBRE DEL 2017

De acuerdo a información extractada del Sistema de Gestión Pública – SIGEP, se elaboraron cuadros y gráficos que muestran el avance en la ejecución presupuestaria, respecto del presupuesto aprobado mediante Ley Nª 856 de 28 de diciembre de 2016

EJECUCION PRESUPUESTARIA
Gasto Corriente
Al 31 de Diciembre de 2017
(Expresado en Bolivianos)

DETALLE	PPTO VIGENTE	EJECUTADO	%EJEC	SALDO
Dirección General de Asuntos Administrativos y Áreas Transversales	41.462.001,00	39.782.959,65	96%	1.679.041,35
Viceministerio de Exploración y Explotación de Hidrocarburos	590.229,00	556.477,88	94%	33.751,12
Viceministerio de Industrialización, Comercio, Transporte y Almacenaje de Hidrocarburos.	579.306,00	547.156,92	94%	32.149,08
Viceministerio de Planificación y Desarrollo Hidrocarburífero	15.639.981,00	5.849.609,74	37%	9.790.371,26
Viceministerio de Desarrollo Energético	21.297,00	21.297,00	100%	0,00

Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas	9.771,00	9.771,00	100%	0,00
Entidad Ejecutora de Conversión a Gas Natural Vehicular	15.564.745,00	8.364.072,56	54%	7.200.672,44
TOTAL GASTO CORRIENTE	**73.867.330,00**	**55.131.344,75**	**75%**	**18.735.985,25**

Fuente: DGAA - SIGEP

EJECUCION PRESUPUESTARIA
Inversión Pública
Al 31 de Diciembre de 2017
(Expresado en Bolivianos)

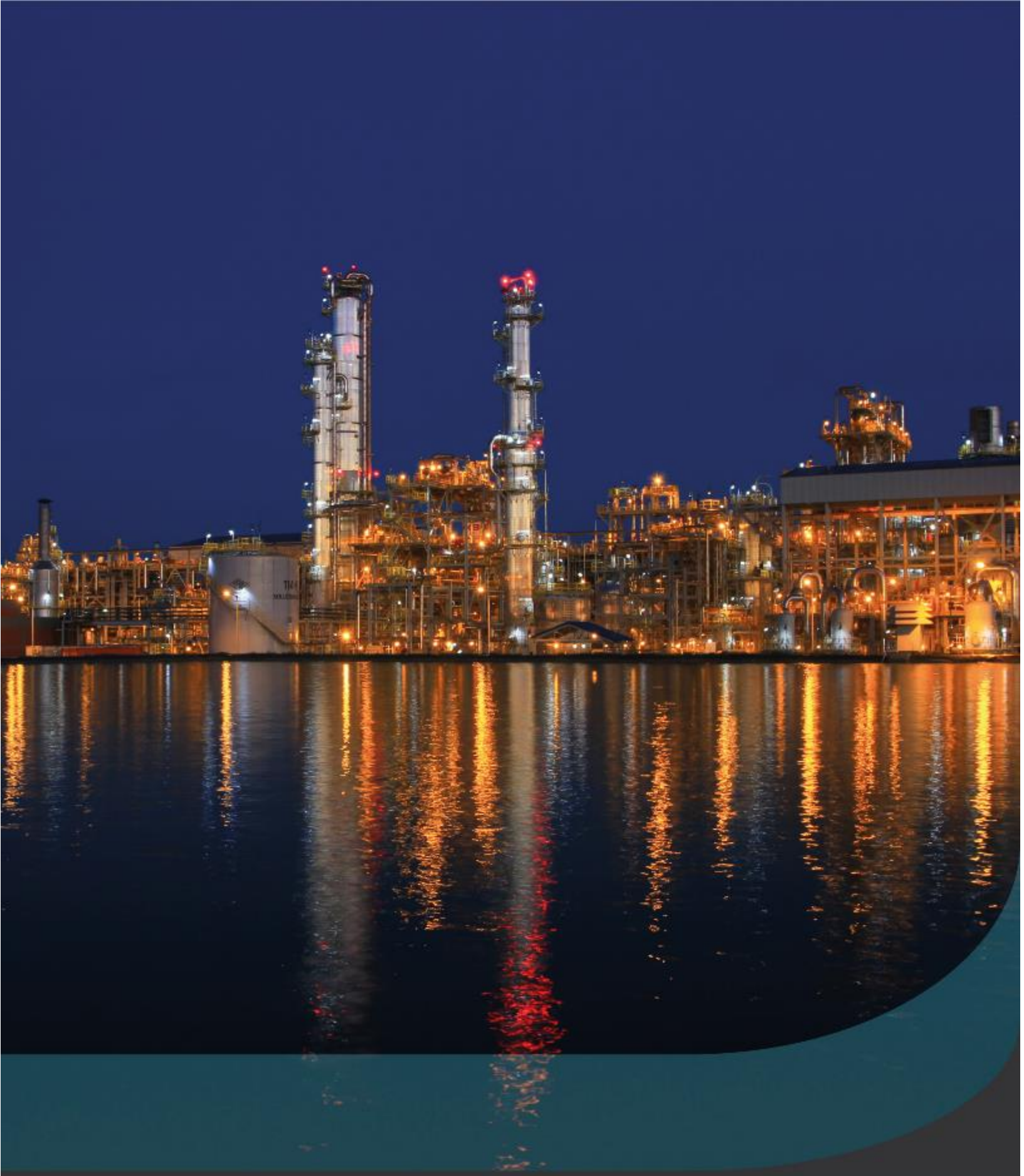
DETALLE	PPTO VIGENTE	EJECUTADO	SALDO	% DE EJEC.
Programa de Electricidad Para Vivir con Dignidad	215.084,65	215.084,65	0,00	100%
Entidad Ejecutora de Conversión a Gas Natural (GNV)	226.234.443,00	130.756.992,53	95.477.450,47	58%
TOTAL	**226.449.527,65**	**130.972.077,18**	**95.477.450,47**	**58%**

Fuente: DGAA – SIGEP

RESUMEN DE EJECUCION PRESUPUESTARIA
Al 31 de Diciembre de 2017
(Expresado en Bolivianos)

RESUMEN DE EJECUCIÓN PRESUPUESTARIA AL 31 DE DICIEMBRE 2017			
DETALLE	PRESUPUESTO VIGENTE	TOTAL EJECUTADO	PORCENTAJE EJECUTADO %
GASTO CORRIENTE- TGN	50.622.821,00	48.601.159,87	96%
GASTO CORRIENTE - OTRAS FUENTES	23.244.509,00	6.530.184,88	28%
INVERSIÓN PUBLICA	226.449.527,65	130.972.077,18	58%
TOTAL GENERAL	**300.316.857,65**	**186.103.421,93**	**62%**

Fuente: DGAA –SIGEP



1.2.- VICEMINISTERIO DE EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS (VMEEH)

LA INDUSTRIALIZACIÓN, UNA REALIDAD

1.2 VICEMINISTERIO DE EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS (VMEEH)

1.2.1 Introducción

El VMEEH está conformado por la Dirección General de Exploración y Explotación de Hidrocarburos y la Dirección General de Producción, Recaudación e Incentivos; en la primera se desarrolla normativa específica y políticas que promuevan el desarrollo, control técnico y ejecución de las actividades de exploración y explotación en la cadena hidrocarburífera y la segunda Dirección General, es responsable de controlar y fiscalizar los ingresos fiscales por actividades de exploración y explotación de hidrocarburos, así como sugerir adecuación de la normativa, según corresponda, con sustento técnico y económico para la valoración de los ingresos fiscales.

El resultado de los productos de cada una de las Direcciones Generales descritas en párrafo precedente permite que el Ministerio de Hidrocarburos a través del VMEEH, cumpla con sus atribuciones y los resultados previstos en el Plan de Desarrollo Económico y Social 2016 – 2020 del Estado Plurinacional de Bolivia, aprobado mediante Ley N° 786.

1.2.2 Normativa General para Exploración y Explotación de Hidrocarburos

Constitución Política del Estado Plurinacional de Bolivia, promulgada el 07 de febrero de 2009.

La Ley N° 3058 de Hidrocarburos (Ley de Hidrocarburos), de 17 de mayo de 2005; que establecen los principios, las normas y los procedimientos fundamentales que rigen en todo el territorio nacional para el sector hidrocarburífero.

D.S.N° 28701 de Nacionalización de los recursos naturales hidrocarburíferos que, en ejercicio de la soberanía nacional, obedeciendo el mandato del pueblo boliviano expresado en el Referéndum vinculante del 18 de julio del 2004 y en aplicación estricta de los preceptos constitucionales, se nacionalizan los recursos naturales hidrocarburíferos del país. El Estado recupera la propiedad, la posesión y el control total y absoluto de estos recursos.

La Ley N° 3740, de Desarrollo Sostenible del Sector de Hidrocarburos, de 31 de agosto de 2007.

La Ley N° 767, Ley de Promoción para la Inversión en Exploración y Explotación Hidrocarburífera; que tiene por objeto promover las inversiones en las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos, mismas que se declaran de interés nacional en todo el territorio del Estado Plurinacional de Bolivia.

Ley N° 817 de 19 de julio de 2016, que incorpora un párrafo quinto en el Artículo 42 de la Ley N° 3058 de 17 de mayo de 2005, de Hidrocarburos, modificada por la Disposición Final Única de la Ley N° 767 de 11 de diciembre de 2015, de Promoción para la Inversión en Exploración y Explotación Hidrocarburífera.

D.S. N° 28222, de 27 de junio de 2005, que aprueba el "Reglamento para la Liquidación de Regalías y la Participación al TGN por la Producción de Hidrocarburos", que consta de 6 Títulos y 42 Artículos.

D.S. N° 29397 de 06 de octubre de 2005, que aprueba el Reglamento de Normas Técnicas y de Seguridad para las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos.

D.S. N° 2830, de 06 de julio de 2016; que reglamenta la aplicación de incentivos en el marco de la Ley N° 767, Ley de Promoción para la Inversión en Exploración y Explotación Hidrocarburífera, de 11 de diciembre de 2015.

D.S. N° 3278 de 09 de agosto de 2017; abroga el Decreto Supremo N° 29504 de Reconocimiento y Aprobación de Costos Recuperables de 09 de abril de 2008 e incorpora la reglamentación de Adendas.

D.S. N° 3107 de 08 de marzo de 2017, que modifica de 99 a 100 el número de Áreas Reservadas a favor de YPFB.

1.2.3 Objetivos de Gestión 2017

1. Ejercer los procesos de formulación, seguimiento y evaluación de planes y/o políticas energéticas, identificando las prioridades de acuerdo al Sector Energético.

2. Promover y desarrollar mecanismos para la generación de excedentes destinados a la exportación.

3. Desarrollar y fortalecer la capacidad institucional implementándola de manera transparente, oportuna, eficaz y eficiente.

1.2.4 Logros Alcanzados en la Gestión 2017

1.2.4.1 Contratos de Servicios Petroleros – CSP, Adendas y Cesiones Vigentes:

A continuación, se detallan los Contratos de Servicios Petroleros evaluados y viabilizados en la gestión 2017:

N°	Área Reservada	Potencial (TCF)	Inversión en E&E (MM$us)	Renta Petrolera (MM$us)	Producción Acumulada (Bcf)	Estado
1	Charagua	2,7	1.176,6	8.819.5	2360,00	Vigente
2	Aguarague Centro	0,59	171,5	2.161,6	619,00	Vigente
3	Itacaray	0,88	309	3.175,04	850,00	Vigente
4	Abapó	1,2	679	5.214,1	1.179,21	Para aprobación por ALP
5	San Telmo Norte	1,1	193,4	5.581,3	1.068,00	En trámite para aprobación por ALP
6	Astillero	0,9	489,8	3.735	965,61	En trámite para aprobación por ALP

7	Iñiguazu	1,75	373,5	5.150,00	1.182,76	Para trámite de autorización
8	Yuchán	0,068	100,3	339,00	68,25	En renegociación

En el marco de los Contratos de Servicios Petroleros, se realizaron las siguientes Adendas y Cesiones 2017:

N°	Área	Potencial (TCF)	Inversión en E&E (MM$us)	Renta Petrolera (MM$us)	Producción Acumulada (Bcf)	Estado
1	Amboró Espejos	0,17	343,6	699,6	164,6	En renegociación
2	Caipipendi	2,6	640	1.146,6	2.180,00	Vigente
3	Huacareta	2,66	389,9	N/A	---	Vigente
4	Colpa Caranda	0,36	43,98	N/A	---	Vigente
5	Tatarenda	N/A	N/A	N/A	---	Vigente
6	Ipati - Aquío	1,59	581,4	3.158,7	---	En renegociación

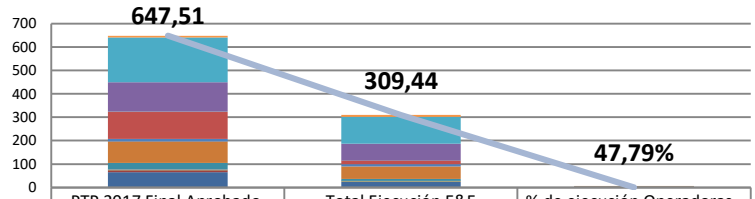
Nota: Potencial, inversiones, renta petrolera y producción son estimaciones de YPFB

1.2.4.2 Normativa de Exploración Y Explotación de Hidrocarburos Emitida

- D.S. N° 3107 de 08 de marzo de 2017, que modifica de 99 a 100 el número de áreas reservadas a favor de YPFB.
- D.S. N° 3278 de 09 de agosto de 2017; abroga el Decreto Supremo N° 29504 de Reconocimiento y Aprobación de Costos Recuperables de 09 de abril de 2008 e incorpora la reglamentación de Adendas para adecuar a la nueva Constitución Política del Estado.
- D.S. N° 3398 de 09 de noviembre de 2017; abroga el Decreto Supremo N° 329, Reglamento de Licitaciones para Operaciones Petroleras, de 14 de octubre de 2009; en el marco de los Contratos de Operación.

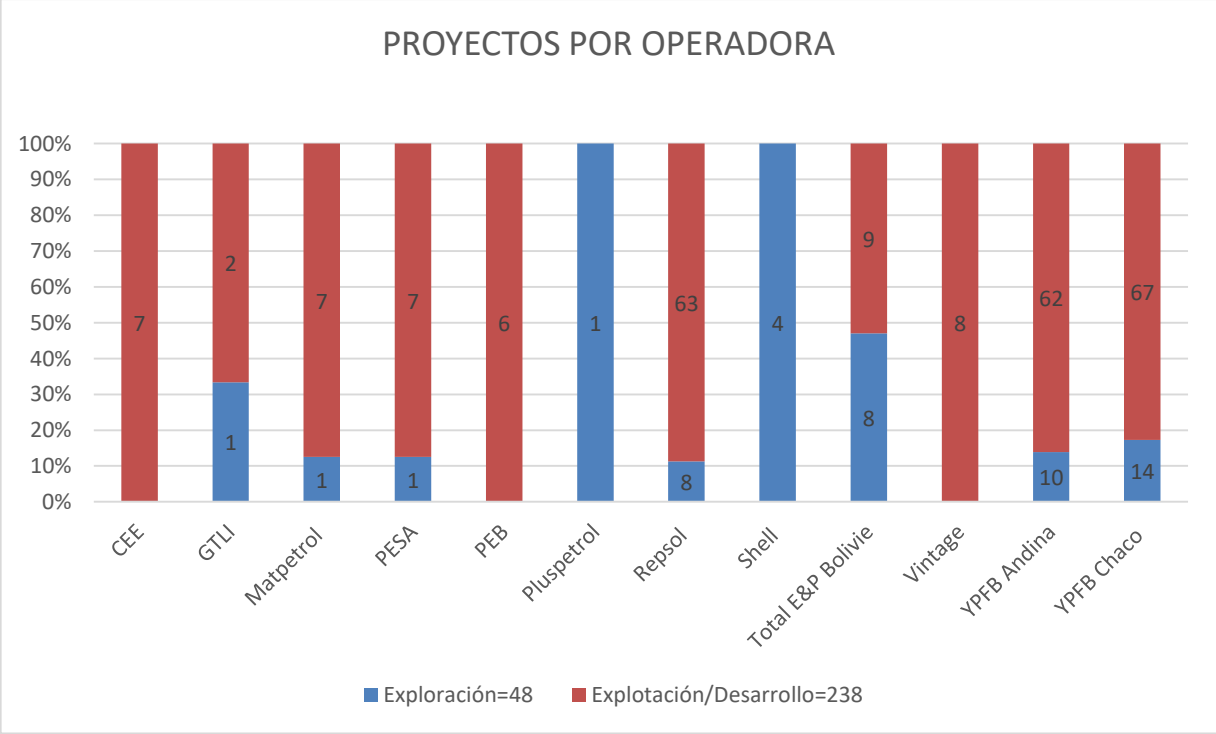
1.2.4.3 Seguimiento y Control de Inversiones y Actividades de Exploración y Explotación de Hidrocarburos

Conforme a las atribuciones de este Viceministerio se procedió a realizar el seguimiento del cumplimiento de las inversiones programadas por las operadoras de acuerdo a los Programas de Trabajo y Presupuesto (PTP) 2017 aprobados por YPFB a septiembre de la gestión 2017, por lo que, de acuerdo a información remitida por las operadoras, se puede informar lo siguiente:



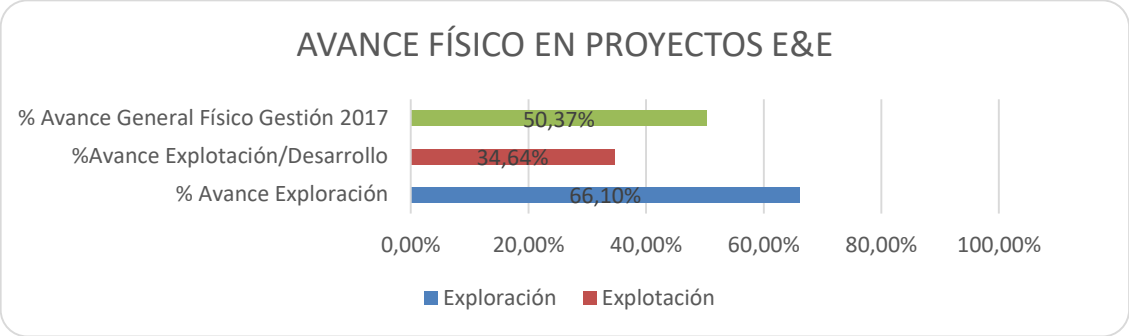
	PTP 2017 Final Aprobado por YPFB - Capex	Total Ejecución E&E Operadoras - Capex	% de ejecución Operadoras - Capex
PLUSPETROL CORPORATION S.A.	6,61	7,87	119,16%
YPFB CHACO S.A.	192,03	114,481	59,61%
YPFB ANDINA S.A.	124,97	72,29	57,85%
VINTAGE PETROLEUM BOLIVIA	1,39	0,01	0,77%
TOTAL E&P BOLIVIE	115,15	15,87	13,78%
SHELL BOLIVIA CORPORATION, SUCURSAL BOLIVIA	11,62	9,59	82,48%
REPSOL E&P BOLIVIA	90,56	53,35	58,91%
PETROBRAS ARGENTINA S.A.	28,06	7,95	28,33%
CANADIAN ENERGY ENTERPRISES SRL.	0,47	0,17	35,69%
GAS TO LIQUID INTERNATIONAL	3,93	2,65	67,60%
MATPETROL	7,17	1,29	17,94%
PETROBRAS BOLIVIA S.A.	65,55	23,92	36,50%
TOTALES	647,51	309,44	47,79%

Asimismo, se realizó el seguimiento y control de la ejecución de las actividades de los proyectos programados en los PTP´s 2017 y en los PTP's Modificados 2017, los cuales contemplan 48 proyectos de Exploración y 238 de Explotación/Desarrollo.



Distribución Global de Proyectos
Fuente: PTP's 2017 – YPFB Corporación

En el siguiente gráfico se muestra el avance físico de los proyectos, que al finalizar la gestión 2017, alcanza un 50.37%.



Fuente: Operadoras – YPFB Corporación
Nota: Las empresas Shell y Vintage aún no reportaron su avance final, se toma en cuenta para el cálculo su avance físico hasta el 3er Trimestre de la gestión 2017.
Nota: PESA remitió su avance hasta el 3er Trimestre ya que, por cesión de contrato, las áreas Colpa y Caranda pasaron a PEB.

Asimismo, se realizó un seguimiento diario a las actividades de perforación de pozos exploratorios y estudios G&G.

PROYECTO	ESTADO ACTUAL	INVERSIÓN PROGRAMADA	INVERSIÓN EJECUTADA	% DE EJECUCIÓN
BUY-X2	Perforando @ 4557m	121.3 MM$US	56.1MM$US	46%
RGD-X1001	Bajando arreglo de prueba de trasmisibilidad para posteriormente realizar prueba DST en Fm HMP	44.58MM$US	25.01MM$US	56%
LMS-X12	Cortando testigo con corona en FM Icla @ 1676m	15.18MM$US	11.33MM$US	75%
TCB-X1001 ST (TERMINACION)	Pozo en obsevación, registrando minima devolución de fluido	5.88MM$US	7.79MM$US	132%
CAR-X1005	Perforando @ 979m	44.56MM$US	3.89MM$US	9%

1.2.4.4 Autorizaciones de Reconocimiento Superficial de la Gestión 2017

La Ley de Hidrocarburos N° 3058, en su artículo 33.- establece que: “Previa autorización del Ministerio de Hidrocarburos, cualquier persona podrá realizar trabajos de reconocimiento superficial, consistentes en estudios topográficos, geológicos, geofísicos, geoquímicos, prospección sísmica y perforación de pozos para fines geofísicos, en áreas bajo contrato o en áreas libres, sujeto a Reglamento. El Ministerio de Hidrocarburos concederá los permisos previa notificación a los Titulares”.

Conforme las atribuciones establecidas para el VMEEH, en el marco del Art. 33 de la Ley N° 3058 se procedió a la evaluación y análisis de las solicitudes de Reconocimiento Superficial y seguimiento a la ejecución de Proyectos:

ÁREA	DETALLE	EMPRESA	RM	TOTAL PROYECTO
San Telmo	Relevamiento geológico	YPF Bolivia S. A.	003-16	42 km2
Carohuaicho 8C e Iñau	Sísmica 2D y Relevamiento geológico	YPFB Andina	004-16	43 km 500 km2
Carohuaicho 8A y Charagua	Adquisición Magnetotelúrica	YPFB Chaco S.A.	054-16	70 km2
Azero	Adquisición Magnetotelúrica Fase I	Total G&P Bolivie	069-16	1.945 km2
Tihuanaco	Adquisición Sísmica 2D	YPFB	076-16	454,050 Km
Amboró Espejos Norte y Sur	Relevamiento geológico	YPFB Andina S.A.	103-16	341,52 Km.
Itacaray	Magnetotelúrica - Geoquímica	YPFB Chaco S.A.	149-16	1.985 Km2
Carohuaicho 8C	Relevamiento Geológico y Geoquímico	YPFB Chaco S.A.	154-16	531 Km2 415 Puntos
Subandino Sur	Adquisición Magnetotelúrica	YPFB	207-16	7.780 km2
Charagua	Adquisición Sísmica 3D	YPF Bolivia S. A.	243-16	646 km2
Roboré	Geoquímica Superficial	YPFB	244-16	27.719 Km2
Subandino Norte	Adquisición Integral Magnetotelúrica	YPFB	255-16	1.047 Km
Altiplano Norte	Adquisición Geoquímica de Superficie	YPFB	285-16	719 muestras
Aguaragüe Norte	Adquisición Sísmica 2D	YPFB	299-16	329,44 Km
La Guardia	Adquisición Sísmica 2D	YPFB	095-17	395 Km
San Telmo	Adquisición Sísmica 2D	YPFB	093-17	145 Km
Subcuenca Robore	Adquisición Integral Aerogravimetria-Aeromagnetometrica	YPFB	-	100.706,55 Km.
Cuenca del Altiplano	Adquisición Integral Aerogravimetria-Aeromagnetometrica	YPFB	-	156,366 Km
Caipipendi	Adquisición Sísmica Boyuy 3D con Alcance Geográfico mayor al Área de Contrato Caipipendi.	Repsol E&P Bolivia S. A.	157-17	1.406,74 km2

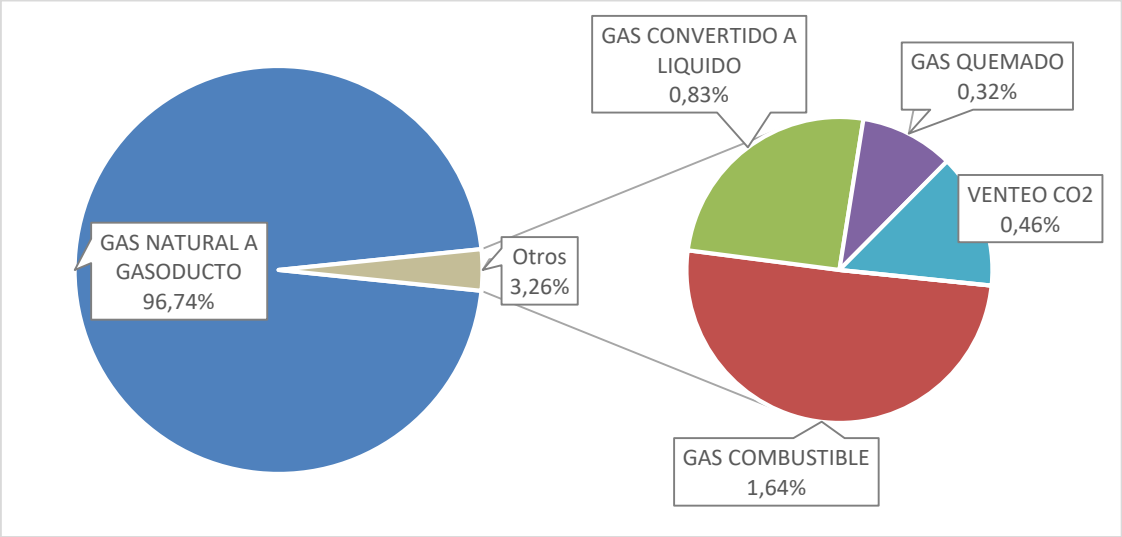
1.2.4.5 Seguimiento y Control de Quema y Uso de Gas Natural Como Combustible

El Ministerio de Hidrocarburos tiene la atribución de emitir criterios sobre la quema y uso de gas natural como combustible; en ese sentido, se realizó la evaluación y análisis de las solicitudes de volúmenes de quema y uso de gas natural como combustible requeridas por las empresas Operadoras.

En función a los datos certificados de los volúmenes de gas natural producidos en la gestión 2017, se tiene el siguiente detalle:

	PRODUCCIÓN TOTAL DE GAS NATURAL	GAS NATURAL A GASODUCTO	GAS COMBUSTIBLE	GAS CONVERTIDO A LIQUIDO	GAS QUEMADO	VENTEO CO2	INYECCIÓN
(MMm3d)	57,02	55,16	0,94	0,47	0,18	0,26	-
%	100%	96,74%	1,64%	0,83%	0,32%	0,46%	0,00%

Gráfico: Porcentajes de volúmenes de quema y combustible en función a la producción total



Fuente: Elaboración propia sobre la base de información de YPFB

En el mismo se muestra en promedio día, los porcentajes de quema de gas natural y uso de gas natural como combustible con relación a la producción total de hidrocarburos, los cuales son mínimos dado que representan un 0.32% de quema de gas natural y 1.64% de volumen de gas natural utilizado como combustible respectivamente.

Los resultados alcanzados por el VMEEH respecto al segundo objetivo que refiere: “Promover y desarrollar mecanismos para la generación de excedentes destinados a la exportación”, son:

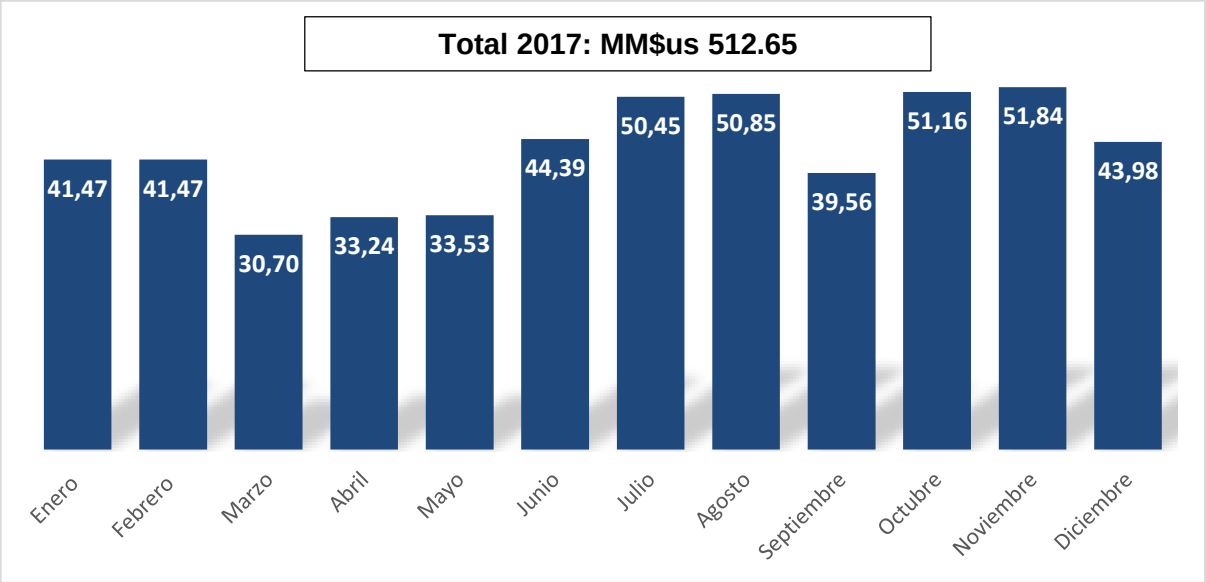
1.2.4.6 Recaudaciones por Hidrocarburos en el Upstream

La normativa respectiva a los ingresos por hidrocarburos fue cumplida conforme a sus plazos y competencias.

Regalías y Participación al TGN

En 2017, las Regalías y Participación al TGN alcanzaron un monto total de MM$us 512,65 (Quinientos doce 65/100 Millones de Dólares Americanos), conforme se presenta a continuación:

Regalías y Participación TGN 2017
En MM Dólares

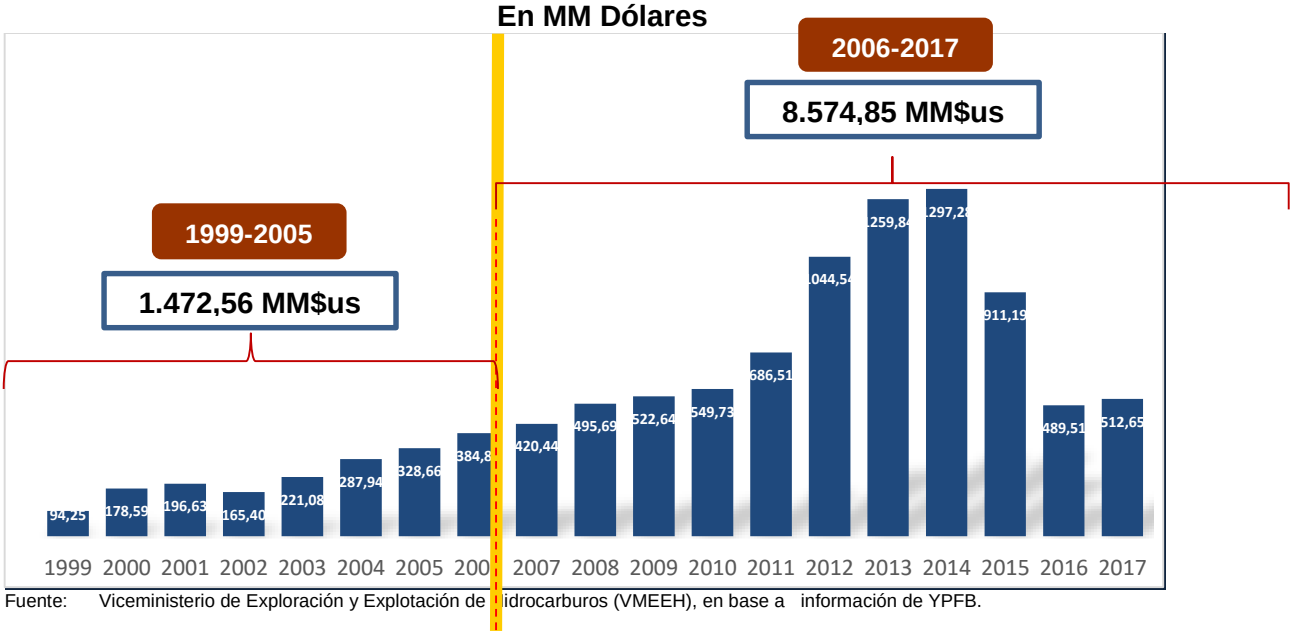


Fuente: Viceministerio de Exploración y Explotación de Hidrocarburos (VMEEH), en base a información de YPFB.

Se desarrollaron "Talleres de socialización sobre el Cálculo de Regalías y Participación al TGN" en las gobernaciones de Santa Cruz, Tarija, Cochabamba y Chuquisaca en el mes de diciembre de 2017.

A continuación, se presenta la evolución del pago de Regalías y Participación al TGN correspondiente al periodo 1999-2017. Como se observa en el gráfico, en el sub periodo 1999 a 2005, el monto acumulado por este concepto fue de MM$us 1.472,56 (Un mil cuatrocientos setenta y dos 56/100 Millones de Dólares Americanos) y en el sub periodo 2006 a 2017, el monto acumulado alcanzó MM$us 8.574,85 (Ocho mil quinientos setenta y cuatro 85/100 Millones de Dólares Americanos), conforme se muestra en el siguiente gráfico.

Evolución de las Regalías y la Participación al TGN Pagadas
En MM Dólares

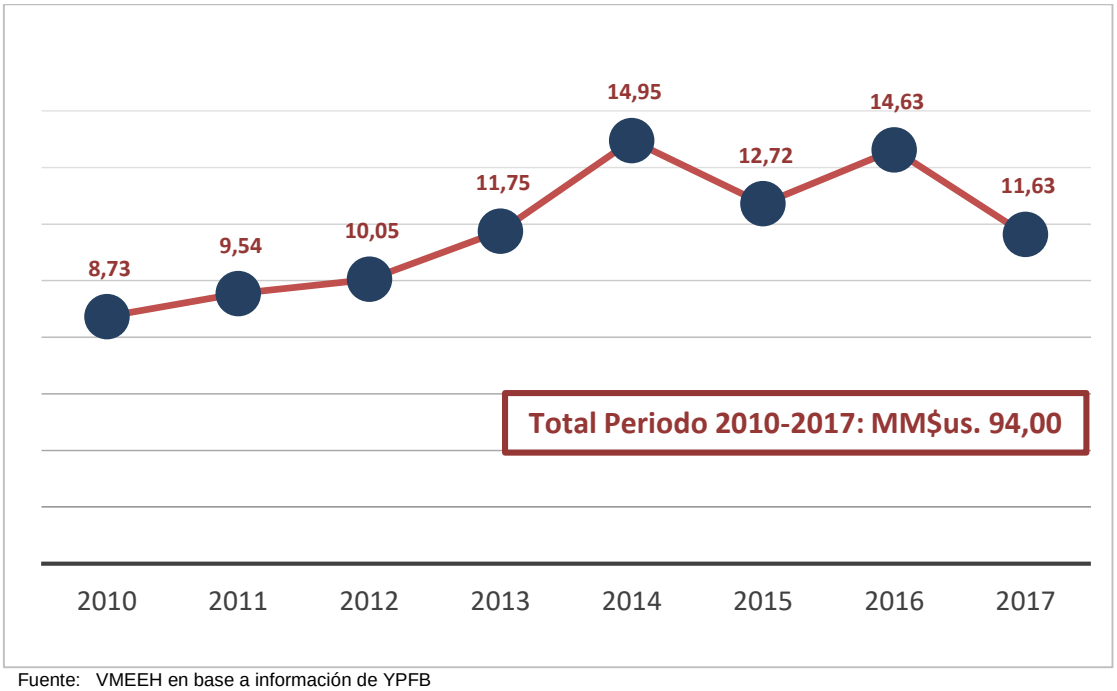


Fuente: Viceministerio de Exploración y Explotación de Hidrocarburos (VMEEH), en base a información de YPFB.

Patentes Petroleras

Durante la gestión 2017 se verificaron los cálculos por la suscripción de 3 contratos de servicios petroleros, 2 cambios de fase y una declaratoria comercial. Asimismo, debido a la enmienda realizada por YPFB en la superficie del Campo Colorado y dada la rectificación a través de la Resolución Administrativa VPACF-00049/2017 emitida por YPFB, se verificaron los cálculos de la estimación de Patentes Petroleras pendientes por las Áreas El Dorado Oeste y Colorado de las gestiones 2015, 2016 y 2017. Finalmente, se verificaron los cálculos de la proyección y estimación de Patente por Anualidad adelantada de la gestión 2018.
En 2017 se recaudó por concepto de Patentes Petroleras un monto total de MM$us 11.63 (Once 63/100 Millones de Dólares).
Por otro lado, se remitió al MEFP la información para la distribución de los recursos por Patentes de las gestiones 2016 de las Áreas Amboró Espejos y Chimore I. Adicionalmente, se solicitó la distribución de los montos concernientes a las Patentes Petroleras de la gestión 2017 por anualidad adelantada, así como la correspondiente al área San Miguel por cambio de fase.
A continuación, se presenta los datos históricos de Patentes Petroleras Recaudadas durante el periodo 2010-2017, que alcanzó a MM$us 94.00 (Noventa y cuatro 00/100 Millones de Dólares).

Patentes Recaudadas 2010-2017
En MM Dólares



Fuente: VMEEH en base a información de YPFB
Nota: Se considera el Tipo de Cambio Oficial de Venta promedio correspondiente a cada gestión.

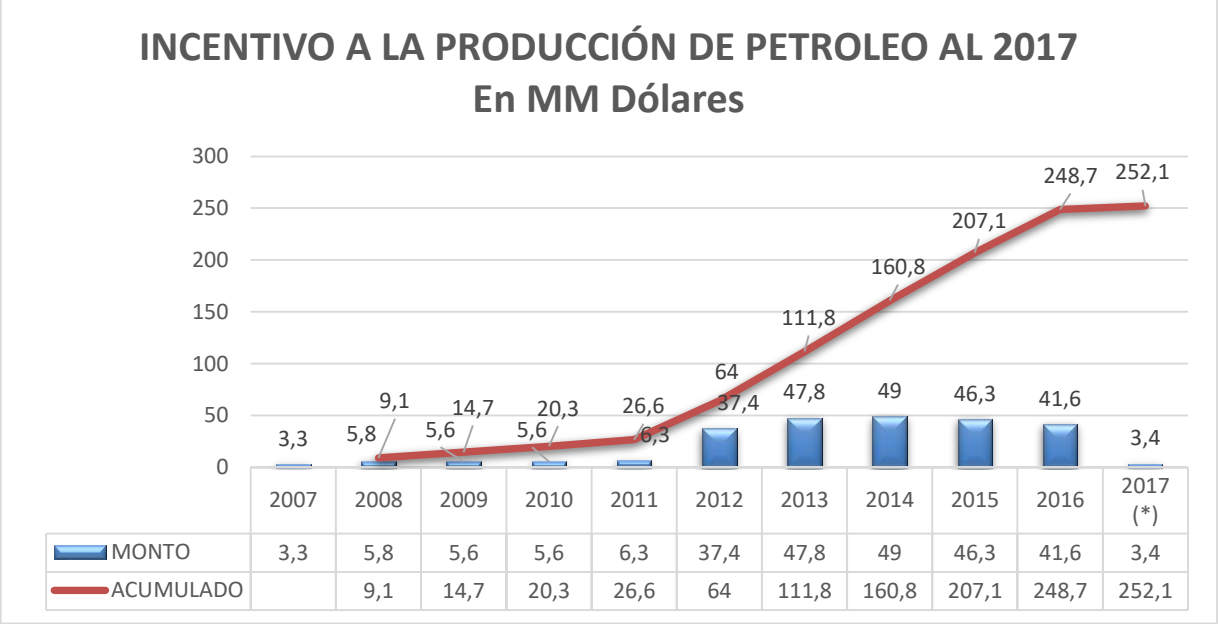
Se tuvieron los siguientes resultados respecto a recaudaciones por hidrocarburos:

- Fueron publicados doce (12) informes de Liquidación de Regalías y la Participación al TGN correspondientes al periodo octubre de 2016 a septiembre de 2017.

- Fueron emitidos doce (12) Estados de Cuenta mensuales correspondientes al periodo diciembre de 2016 a noviembre de 2017.
- Fue realizada la supervisión y seguimiento a la liquidación, reembolso y distribución de Patentes Petroleras.

1.2.4.7 Incentivos a la Producción de Petróleo bajo el D.S. N° 1202

En el marco del D.S. N° 1202 de 18 de abril de 2012, se realizó el cálculo mensual de incentivos a la producción de Petróleo por esta Cartera de Estado para los meses de julio, agosto, octubre, noviembre y diciembre de 2016 y enero 2017.



Fuente: VMEEH en base a información de YPFB.
Nota: - A partir de abril de 2012 la normativa en vigencia corresponde al D.S. N° 1202. Anterior a esta norma estaba vigente el D.S. Nº 28984. (*) Datos a enero 2017

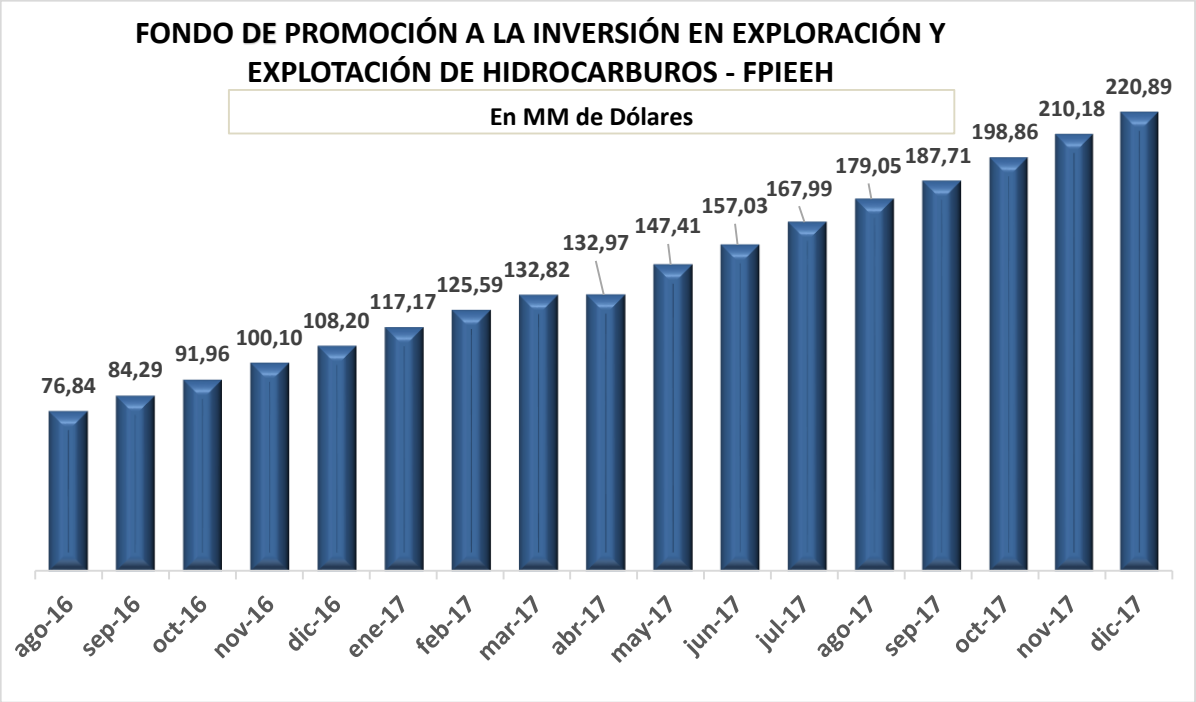
1.2.4.8 Incentivos Hidrocarburíferos bajo la Ley N° 767, de 11 de diciembre de 2015

Se realizó el seguimiento al cumplimiento de esta Ley y su reglamentación; no obstante, a la fecha el MH no autorizó el pago de estos incentivos, debido a que aún no fue remitida la documentación respectiva por parte de la Agencia Nacional de Hidrocarburos.

- De acuerdo a la Ley N° 767 de 11 de diciembre de 2015 y su reglamentación, fue realizado el seguimiento al cumplimiento de la normativa por parte de Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB) y de la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), emitiéndose la correspondencia respectiva, revisando y analizando documentación remitida a esta Cartera de Estado y efectuándose reuniones interinstitucionales. No obstante, a la fecha el MH no autorizó el pago de estos incentivos, debido a que aún no fue remitida la documentación respectiva para ello por parte de la ANH.
- En el marco del D.S. N° 1202 de 18 de abril de 2012, se comunicó a YPFB que los cálculos mensuales de incentivos a la producción de Petróleo coinciden con los

obtenidos por esta Cartera de Estado para los meses de julio, agosto, octubre, noviembre y diciembre de 2016, y enero de 2017.

- En cuanto a la adecuación de la normativa de incentivos se presentó propuesta de modificación y/o complementación al D. S. Nº 2830.



Fuente: BCB

1.2.5 Logros A Futuro Gestión 2018

Los principales logros que se esperan alcanzar en la Gestión 2018 son:

1. Anteproyecto de Ley de Hidrocarburos.
2. Propuestas de normativa sectorial con énfasis en Exploración y Explotación de Hidrocarburos, que promueva el desarrollo y la inversión de estas actividades.

    - Modificación del DS N° 28420 de Devolución, Selección de Áreas de Explotación y Retención de Áreas, de 21 de octubre de 2005.
    - Modificación al Decreto Supremo N° 28393 de Unidades de Trabajo para la Exploración, de 06 de octubre de 2005.
    - Modificación al Decreto Supremo N° 28311, Reglamento de Gas Combustible, de 26 de agosto de 2005.
    - Modificación al Decreto Supremo N° 28312, Reglamento de Quema de Gas Natural, de 26 de agosto de 2005.
    - Modificación al Decreto Supremo N° 2830, reglamenta la Ley N°767 de 11 de diciembre de 2015.

3. Complementación a las Resoluciones Ministeriales Nº 090-16 y Nº 142-16; y, modificación y/o complementación al Decreto Supremo Nº 2830.

4. Cumplimiento de la normativa respectiva a recaudaciones por hidrocarburos en el *Upstream:* publicación de Informes de Liquidación de Regalías y Participación al TGN, emisión de EECC, verificación y supervisión a la liquidación, reembolso y distribución de Patentes Petroleras.

5. Incentivos a la producción de Petróleo bajo el D.S. N° 1202: emisión de informe final de la aplicación de los incentivos bajo esta normativa.

6. Incentivos hidrocarburíferos bajo la Ley N° 767, de 11 de diciembre de 2015: seguimiento al cumplimiento de esta Ley y su reglamentación; y gestiones para la autorización del pago de incentivos por la producción de hidrocarburos.

7. Sugerencias de normativa relativa a producción, recaudaciones por hidrocarburos y/o incentivos hidrocarburíferos.

1.3 VICEMINISTERIO DE INDUSTRIALIZACIÓN, COMERCIALIZACIÓN, TRANSPORTE Y ALMACENAJE DE HIDROCARBUROS (VMICTAH)

1.3 VICEMINISTERIO DE INDUSTRIALIZACIÓN, COMERCIALIZACIÓN, TRANSPORTE Y ALMACENAJE DE HIDROCARBUROS (VMICTAH)

1.3.1 Logros Institucionales

NORMATIVA EMITIDA POR PARTE DEL VMICTAH

Decretos Supremos Elaborados y aprobados

- D.S. N° 3080 de 08 de febrero de 2017. Suprime la compensación entre YPFB y las Refinerías Pequeñas por la comercialización de los productos de refinería.
- D.S. N° 3269 de 02 de agosto de 2017. Actualiza el Reglamento de Diseño, Construcción, Operación, Mantenimiento y Abandono de Plantas de Almacenaje de Hidrocarburos Líquidos, a objeto de optimizar las operaciones y costos dentro de la cadena productiva de hidrocarburos.
- D.S. N° 3277 de 09 de agosto de 2017. Establece los lineamientos para la determinación de los precios de Gas Natural suministrado a la Planta de Amoniaco y Urea como Consumidor Directo de Gas Natural".
- D.S. N° 3294 de 24 de agosto de 2017 que "Incluye al Departamento de Tarija dentro de las disposiciones del Ente Regulador, respecto a los precios máximos y segmentos de consumo de la categoría industrial".
- D.S. N° 3389 de 01 de noviembre de 2017 que "Modifica el Decreto Supremo N° 0675 de 20 de octubre de 2010, de creación de la Entidad Ejecutora de Conversión a Gas Natural Vehicular – (EEC-GNV)".
- D.S. N° 3438 de diciembre de 2017 que "Difiere a cero por ciento del Gravamen Arancelario para la importación de Diésel Oíl durante la gestión 2018".

Resoluciones Ministeriales emitidas

- R.M. N°028-17 del 8 de marzo de 2017. Aprueba la Declaratoria de Interés Nacional para la operación de siete poliductos. Con esta Resolución se viabilizó la operación de los Poliductos respectivos a través de YPFB Transporte S.A., por la transferencia que hizo YPFB Logística S.A.
- R.M. N°029 – 17 de 8 de marzo de 2017. Aprueba la Declaratoria de Interés Nacional para la construcción del gasoducto Incahuasi – Cochabamba. Con esta Resolución se da curso a la construcción del Gasoducto en ese tramo para lo cual, YPFB Transporte S.A. debe cumplir con los requisitos establecidos
- R.M. N°046 – 17 de 13 de abril de 2017. Aprueba la Modificación al Reglamento Específico de Contratación de Bienes y Servicios Especializados en el extranjero para la EEC-GNV. Con esta Resolución se mejoró el procedimiento de contrataciones específicas, a ser aplicado por la EEC-GNV en el extranjero.
- R.M. N° 048 – 17 de 19 de abril de 2017. Actualiza el Reglamento que establece la estructura de costos resultantes 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 (NOCRES).
- R.M. N° 073 – 2017 de 28 de junio de 2017 que "Establece la Política Nacional de precios máximos para la distribución de GN por redes en el mercado interno".

- R.M. N° 136 – 17 de 20 de octubre de 2017 que “Modifica el Artículo 11 y deroga el parágrafo VI del artículo 7 de la Resolución Ministerial N° 255 / 2006 de 22 de diciembre de 2006”.
- R.M. N° 147-17 de 01 de noviembre de 2017 que “Aprueba la Metodología para la determinación del Precio de GN consumido como materia prima por la Planta de Amoniaco - Urea”.

NORMATIVA EN PROCESO DE ELABORACIÓN POR PARTE DEL VMICTAH

Proyectos de Decretos Supremos

- Actualización de la Normativa Técnica y de Seguridad para garantizar las Actividades del Downstream, de acuerdo a la nueva visión que establece la Constitución Política del Estado:
  - ✓ Reglamento para Plantas y Complejos Petroquímicos.
  - ✓ Reglamento para Refinerías.
  - ✓ Reglamento para Plantas de Separación de Líquidos.
  - ✓ Reglamento para Estaciones de Servicio de Combustibles Líquidos.
  - ✓ Reglamento para Engarrafadoras de GLP.
  - ✓ Reglamento para Distribuidoras de GLP.
  - ✓ Reglamento para Plantas de Re refinación.
  - ✓ Reglamento para la Gestión de Aceites Lubricantes Usados.
  - ✓ Reglamento Específico de Prevención y Protección Contra Incendios para el Sector de Hidrocarburos.
- Política de precios de urea en el mercado interno y externo.
- Intervenciones a empresas reguladas por la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH).
- Requisitos y condiciones para la obtención de los permisos de exportación de hidrocarburos.
- Metodología de cálculo de precios y tarifas para la distribución de GN por Redes.
- Actualización gradual de la cadena de precios de hidrocarburos en el Downstream.

Proyectos de Resoluciones Ministeriales

- Proyecto de Resolución Ministerial que modifica al Reglamento del Fondo de Conversión de Vehículos a Gas Natural Vehicular – FCVGNV y del Fondo de Recalificación y Reposición de Cilindros de Gas Natural Vehicular - FRCGNV.
- Proyecto de Resolución Ministerial que modifica el Artículo N° 5 del Decreto Supremo N° 675, que administrara Recursos para la contratación de Equipamiento y Recursos Humanos para ejecutar los Programas que la EEC-GNV lleva adelante.
- Resolución Bi Ministerial para establecer la estructura de costos resultantes de la importación de GLP, el método de cálculo de la subvención y los procedimientos correspondientes para solicitar la emisión de Notas de Crédito Fiscal (NOCRES).

- Reglamento para la Contratación Directa de Servicios de Talleres para los Programas de Conversión a GNV, Mantenimiento de Equipos para GNV y de Recalificación y Reposición de Cilindros de GNV, en el marco del D.S. N° 675 y su modificación D.S. N° 3389.

Evaluación y Seguimiento a proyectos con Financiamiento del BCB

Autorización de Desembolsos y Avances del Proyecto Plantas de Amoniaco – Urea:

- En la gestión 2017 se autorizaron tres (3) desembolsos por un monto total de $us7,94 MM.
- Desde el inicio del contrato a la fecha, se han efectuado sesenta (60) desembolsos a favor de YPFB por un monto total de $us852,76 MM.
- Avance físico del 100% en la Construcción y Montaje de la PAU.

Autorización de Desembolsos para el Proyecto "Planta de Producción de Tuberías y Accesorios para Redes de Gas Natural – El Alto"

- En la gestión 2017 se autorizaron tres (3) desembolsos por un monto total de $us8,47 MM.
- Desde el inicio del contrato a la fecha, se han efectuado cuatro (4) desembolsos a favor de la EBIH por un monto total acumulado de $us8,57 MM.
- Al 30 de noviembre de 2017, el avance físico del proyecto es del 98,2% en la Construcción y Montaje de la Planta.

Contratos y Convenios Suscritos:

- Memorándum de entendimiento para la Cooperación en materia de hidrocarburos con la República del Paraguay para la venta de gas natural, construcción del gasoducto Bolivia – Paraguay, y Sociedad entre YPFB y empresas del Paraguay.
- Memorándum de entendimiento con la República del Paraguay para la Cooperación entre YPFB y PETROPAR para ampliar la Comercialización de GLP, Construcción de una planta de engarrafado y Construcción de Redes de Gas.
- Memorándum de entendimiento con MTGAS para la comercialización de Gas Natural en el Estado de Mato Grosso (Brasil).
- Memorándum de entendimiento con REFINOR para la comercialización de Gas Natural y GLP en la República de Argentina.
- Memorándum de entendimiento entre YPFB y ENDE para la venta de lubricantes industriales.
- Contrato SANO – DLBCI N° 5/2017 (Tercera Adenda al Contrato SANO N° 115/2014), de 09 de febrero de 2017, modifica el Contrato SANO N° 115/2014 estableciendo que toda referencia correspondiente al Ministerio de Hidrocarburos y Energía es sustituida por la de Ministerio de Hidrocarburos.
- Contrato SANO – DLBCI N° 42/2017 (Cuarta Adenda al Contrato SANO N° 115/2014), de 24 de agosto de 2017, modifica el numeral 6.7. de la Cláusula Sexta del Contrato SANO N° 115/2014, estableciendo como nueva Fecha Límite de Desembolsos, y por tanto para solicitar los recursos del Crédito, hasta el 31 de agosto de 2018.

- Contrato Modificatorio SANO – DLBCI N° 045/2017 de 27 de septiembre de 2017, al contrato SANO N°257/2012 de Crédito extraordinario en condiciones concesionales otorgado en el marco de la Ley N°211 de 23 de diciembre de 2011 para el Proyecto Amoniaco – Urea.
- Memorándum de Entendimiento (MdE) con los gobernadores de Mato Grosso y Mato Grosso do Sul para exportar gas y urea a partir del 2019, de 05 de mayo de 2017.
- Convenio marco interinstitucional con Defensa Civil Tarija para facilitar capacitaciones en materia de protección, seguridad, salvataje y otros en incendios, de 14 de agosto de 2017.
- Memorándum de Entendimiento con la Federación de Empresarios Privados de Santa Cruz con el fin de revisar la posibilidad de la implementación de etanol como aditivo a la gasolina, contemplando la sostenibilidad alimentaria y ambiental, de 24 de agosto 2017.
- Memorándum de Entendimiento para la creación de una empresa Mixta entre "GAZPROM International" y YPFB que contempla la posibilidad de comercialización con valor agregado de GN en los mercados de Brasil y América Latina, de 06 de octubre 2017.
- Memorándum de Entendimiento de cooperación con la Agencia rusa para Seguros en Préstamos de Exportaciones y en Inversiones (EXIAR) para incentivar y promover el consumo de GNV, de 21 de noviembre de 2017.
- Memorándum de Entendimiento de cooperación mutua en materia de hidrocarburos entre los Ministerios de Hidrocarburos de Guinea Ecuatorial y el Estado Plurinacional de Bolivia, de 23 de noviembre de 2017.
- Memorándum de Entendimiento para la creación de la Sociedad Comercial Conjunta (SCC) entre la Sociedad de Responsabilidad Limitada "GAZPROM GAS-ENGINE FUEL" y YPFB, siendo la intención de las Partes que la SCC tenga como objetivo la actividad de distribución de GNC y GNL en Bolivia y en otros países de América Latina, de 24 de noviembre de 2017.

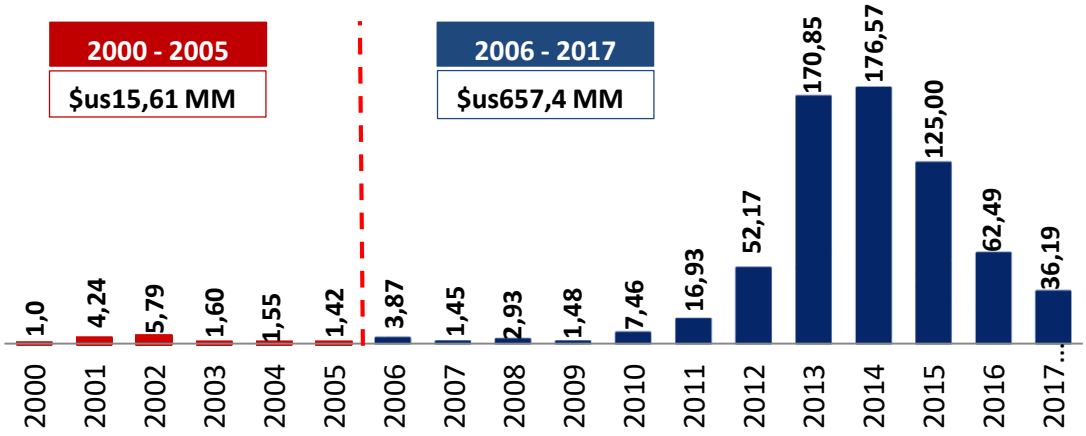
1.3.2 Otros Resultados

- Se llevaron a cabo las reuniones III y IV del Comité Técnico Binacional Bolivia Brasil, mesa de trabajo GN, donde se trataron los siguientes temas:
- Balance Final del Contrato (YPFB – Petrobras);
- Nominaciones del Gas Supply Agreement (GSA) para la Gestión 2017 al mercado de la República Federativa del Brasil
- Tratativas relativas a los volúmenes de GN Boliviano a ser contratados por el lado brasilero después de la conclusión del contrato actual (2019).
- Comercialización de GNL y GLP
- Revisión del suministro de GN para la nueva UTE a ser instalada en Corumbá (Brasil).
- Se firmó el acta entre GAZPROM Internacional, YPFB y el MH para la entrega de los resultados finales de la actualización del Esquema General del Desarrollo del Sector de Gas de Bolivia hasta el 2040.

Refinación:

El gráfico muestra las inversiones en Refinación antes y después de la nacionalización de los hidrocarburos, cabe destacar que las mayores inversiones se realizaron después de la nacionalización:

INVERSIÓN EN REFINACIÓN 2000 – 2017
(En Millones de dólares)

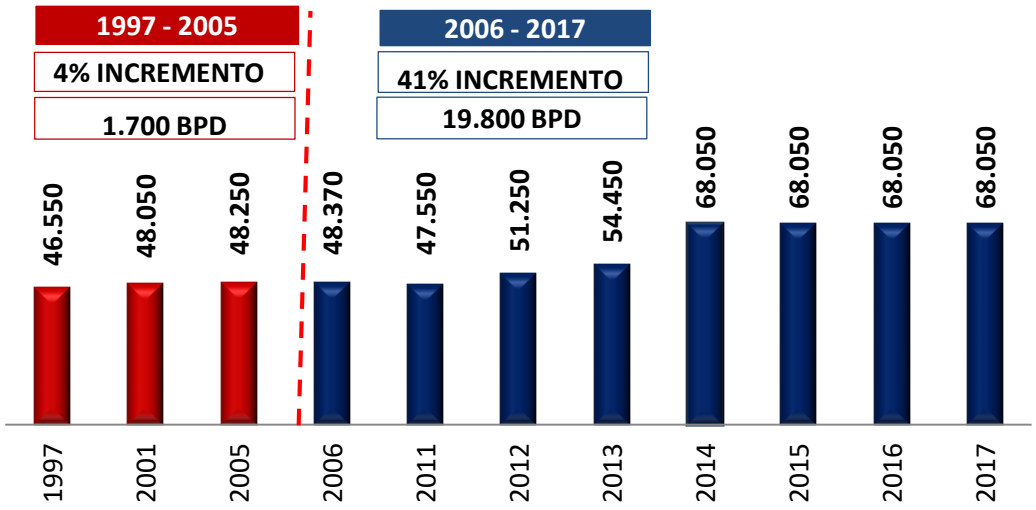


(*) Ejecutado a diciembre de 2017.

Fuente: YPFB Refinación S.A

Con la implementación de los diversos proyectos en las Refinerías, se ha alcanzado una capacidad de Refinación de 68.050 BPD.

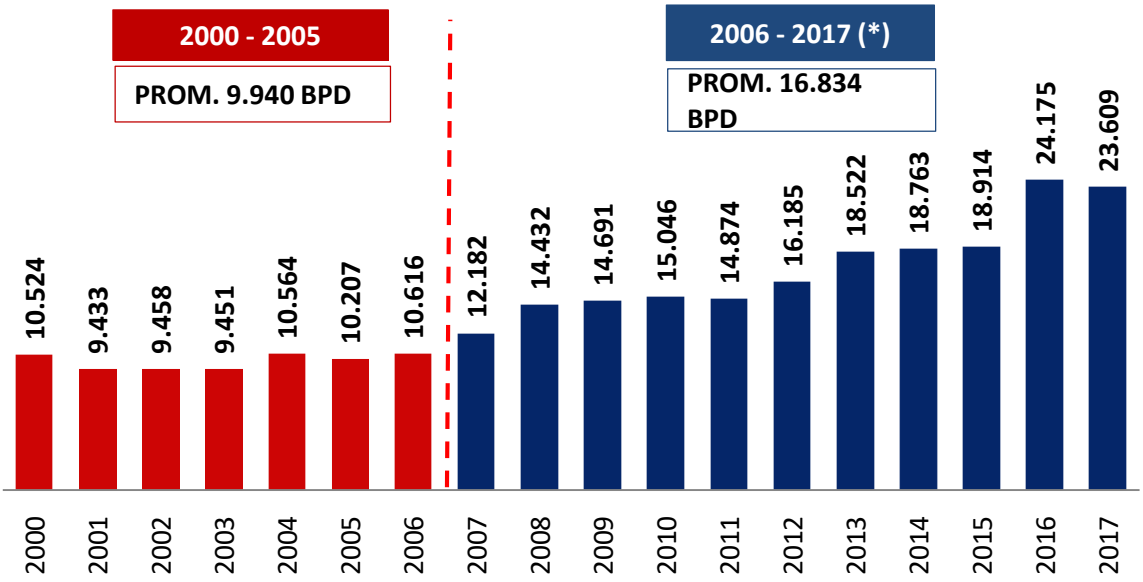
INCREMENTO CAPACIDAD DE REFINACIÓN 1985 – 2017
(En barriles de petróleo día – BPD)



Fuente: YPFB Refinación S.A.; Oro Negro S.A.

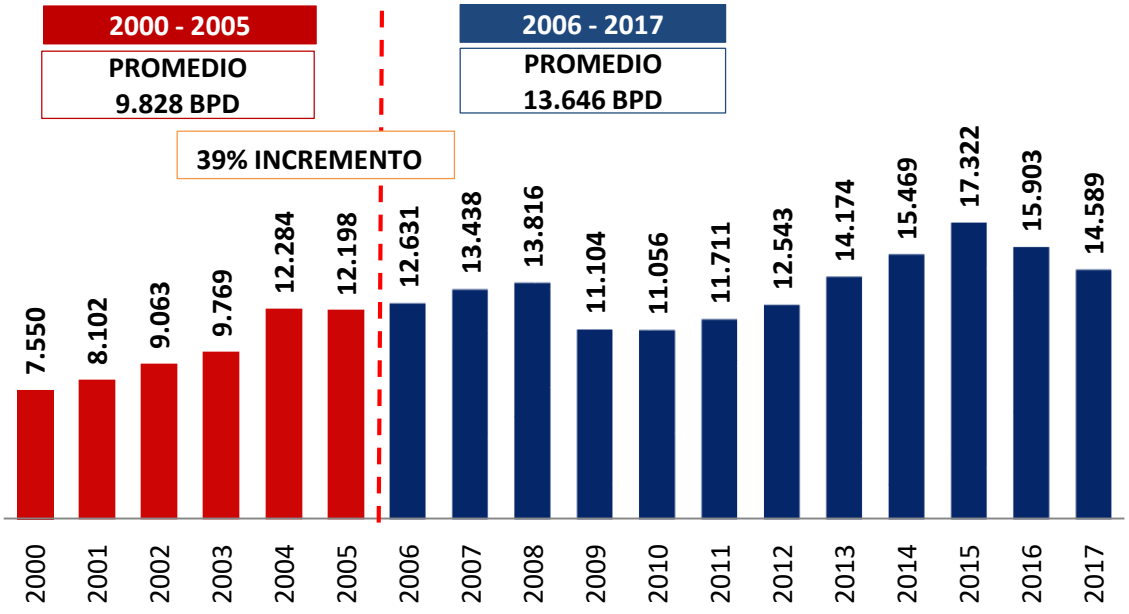
Estas inversiones también permiten el incremento en la producción de gasolina especial y diésel oíl.

PRODUCCIÓN DE GASOLINA 2000 – JUN 2017
(En barriles por día – BPD)



PRODUCCIÓN DE DIÉSEL OÍL 2000 – 2017

(En barriles de petróleo por día – BPD)



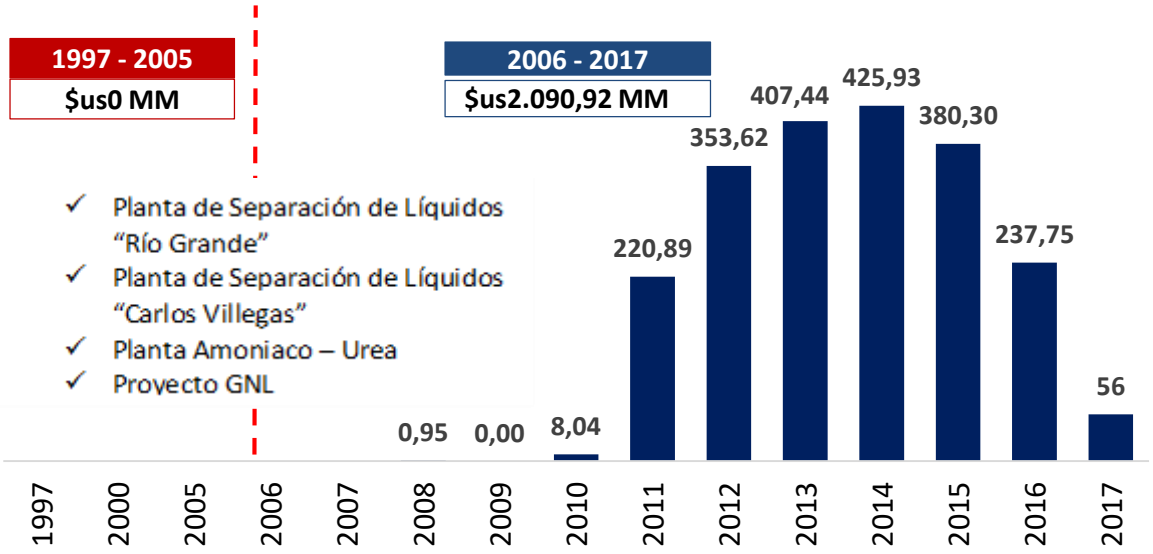
Fuente: YPFB Refinación S.A.; Oro Negro S.A.

Industrialización:

Las inversiones realizadas en los diferentes proyectos con miras a la Industrialización, se muestran a continuación:

INVERSIONES EN INDUSTRIALIZACIÓN 1997 – 2016

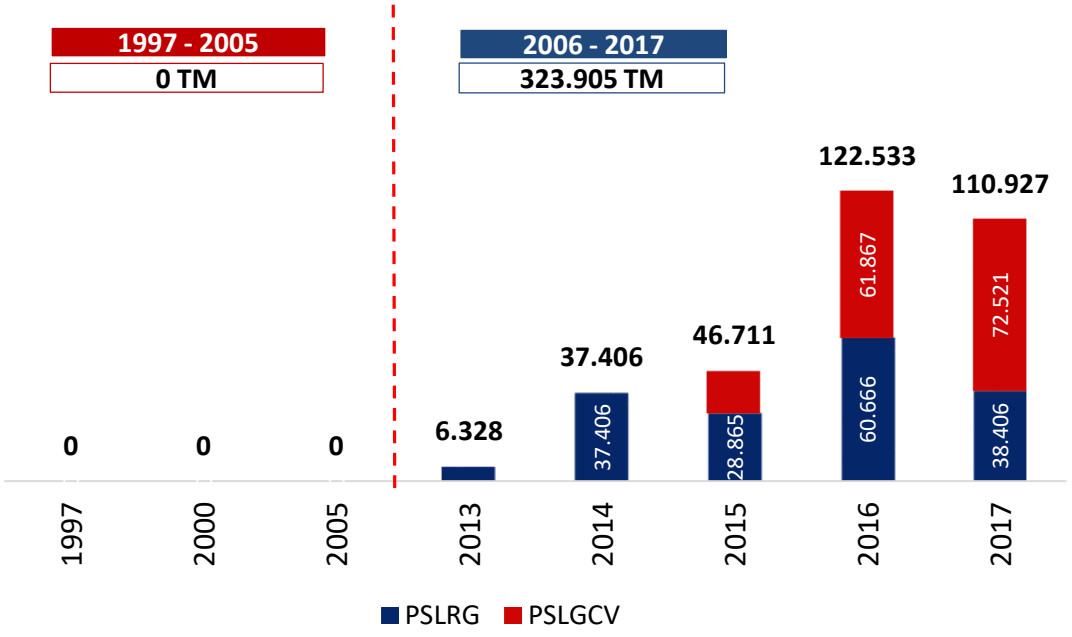
(En millones de dólares)



Fuente: Reporte SISIN YPFB.

EXPORTACIÓN DE GLP PLANTAS SEPARADORAS DE LÍQUIDOS 1997 – 2017

(Expresado en Toneladas Métricas)



Fuente: YPFB.

El proceso de implementación de la Planta de Amoniaco Urea tiene un avance físico general de 99.9%. El inicio de operación de la Planta de Amoniaco y Urea, en septiembre del 2017, permitirá la exportación de aproximadamente 350.000 toneladas durante la gestión 2017, generando un ingreso cercano a los 100 MM$us. Paralelamente, se está ejecutando la

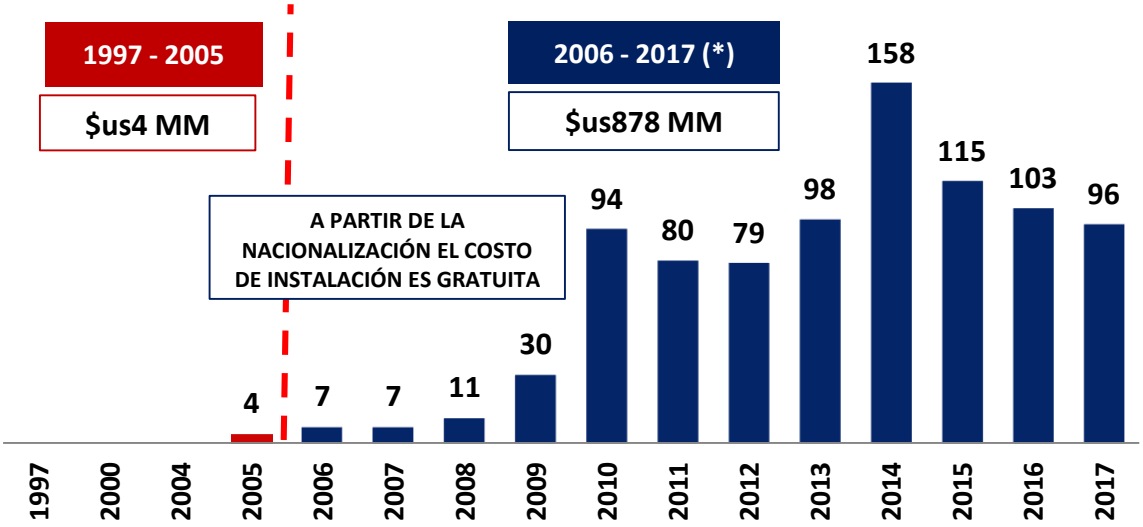
implementación del proyecto “Planta de Tuberías y Accesorios”, para el abastecimiento a la expansión de redes de gas domiciliario y a proyectos de riego.

Gas domiciliario:

Las inversiones realizadas en las instalaciones domiciliarias, van de la mano con la Política de Universalización del uso del Gas Natural en los hogares bolivianos.

INVERSIONES EN DISTRIBUCIÓN DE GAS NATURAL POR REDES 1997 – 2017

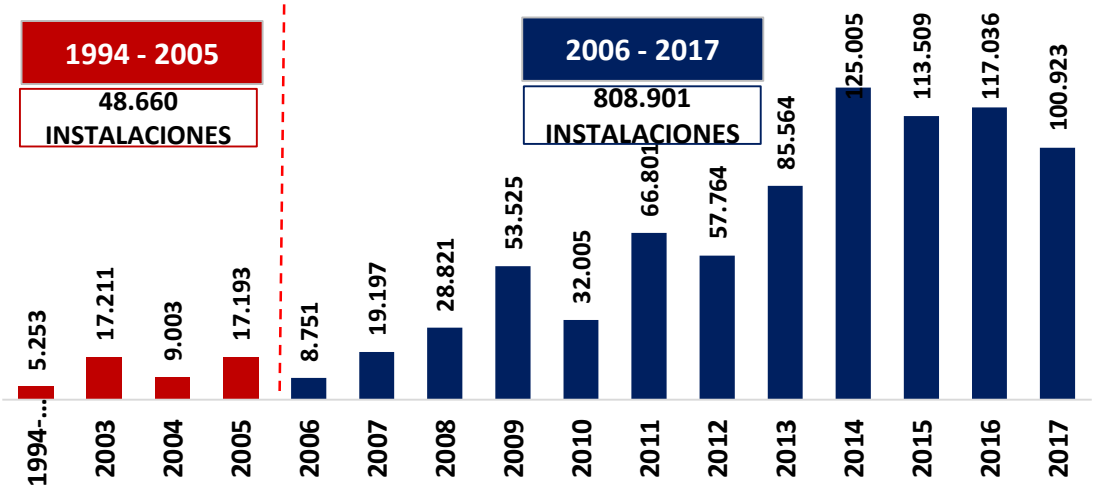
(Expresado en millones de dólares)



Fuente: YPFB.

INSTALACIONES INTERNAS DE GAS DOMICILIARIO 1994 – 2017

(En número de instalaciones)



Fuente: Elaboración propia en base a datos de YPFB.

En lo que va de la gestión se han montado 100.923 Instalaciones Domiciliarias de Gas Natural en el País; permitiendo que el acumulado, equivalga al 39% de los hogares bolivianos que hoy en día cuentan con gas en sus casas.

Supervisión y Seguimiento a Redes de Gas:

A partir del 3 de noviembre del 2017 se inició un plan de trabajo para efectuar la supervisión y seguimiento a las actividades realizadas en el sector de Distribución de GN por Redes, en este sentido, se están analizando los reglamentos aprobados mediante D.S. 1996 y su aplicación; así como el uso del Fondo Nacional de Gas (FONGAS).

Proyecto GNL

El proyecto de GNL, en su primera fase, permitirá proveer GN a 27 ciudades intermedias alejadas de los gasoductos; de las cuales, a la fecha se encuentran operando 25 Estaciones Satelitales de Regasificación (ESR), conforme al siguiente detalle:

- La Paz: Achacachi, Copacabana, Desaguadero, Caranavi, Coroico y Guanay;
- Beni: Trinidad, San Borja, Rurrenabaque, Riberalta y Guayaramerín y Santa Ana de Yacuma.
- Potosí: Llallagua, Uyuni, Villazón y Tupiza;
- Santa Cruz: Cabezas, San José de Chiquitos, San Julián, Mora, Ascensión de Guarayos, San Ignacio de Velasco y Roboré.
- Oruro: Challapata y Huanuni

Las ESR de Cobija (Pando) y San Ignacio de Moxos (Beni), se encuentran en etapa de recepción provisional y definitiva respectivamente.
Con la implementación de la segunda fase del proyecto GNL, se beneficiará a cinco poblaciones adicionales: Culpina (Chuquisaca), Porco (Potosí), Batallas (La Paz), Vallegrande y Concepción (Santa Cruz).

El inicio de operación de la Planta de Licuefacción de Gas Natural, con una inversión total programada de 258,2 MM$us, misma que incluye la Planta, cisternas criogénicas y estaciones de regasificación; permite proveer Gas Natural a las ciudades intermedias alejadas de los gasoductos. A la fecha, 23 Estaciones Satelitales de Regasificación están operando, el detalle por departamento es el siguiente:

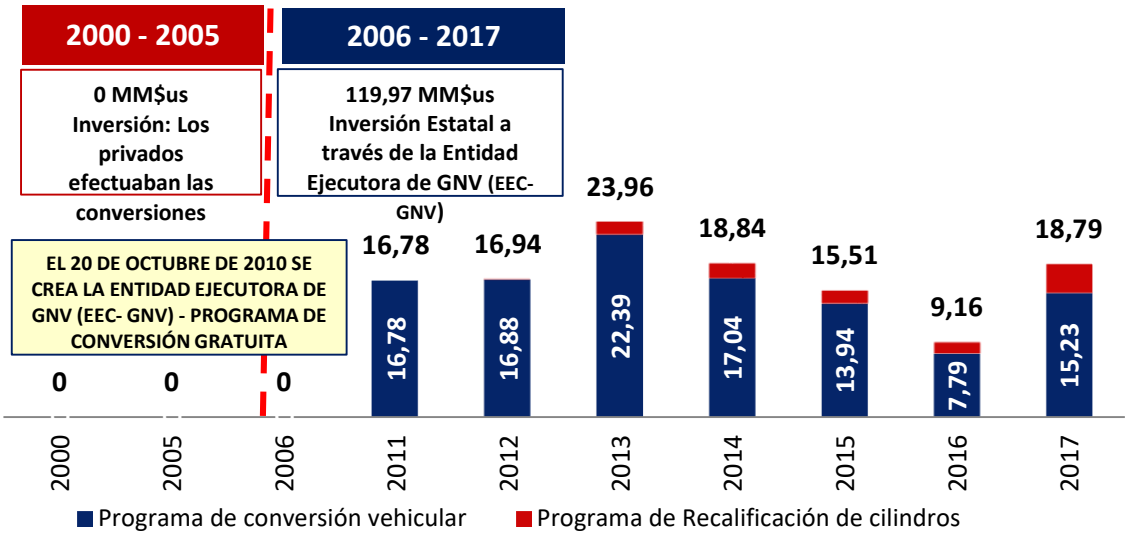
- **La Paz:** Achacachi, Copacabana, Desaguadero, Caranavi, Coroico y Guanay;
- **Beni:** Rurrenabaque, San Borja, Trinidad, Riberalta y Guayaramerin;
- **Potosí:** Llallagua, Uyuni, Villazón y Tupiza;
- **Santa Cruz**: Cabezas, San José de Chiquitos, San Julián, Ascensión de Guarayos, San Ignacio de Velasco y Roboré;
- **Oruro:** Challapata y Huanuni

Conversión de vehículos a GNV y Recalificación:

La conversión de vehículos a GNV se realiza bajo la política de cambio de la matriz energética, impulsando la utilización de gas natural para el funcionamiento de los vehículos. En el siguiente cuadro se muestra la inversión realizada por el Estado:

INVERSIÓN DE CONVERSIÓN VEHICULAR Y RECALIFICACIÓN DE CILINDROS A GNV 2000 – 2017

(En millones de dólares)



Fuente: Reporte SISIN EEC-GNV.

A diciembre del 2017, se han efectuado 16.909 recalificaciones de cilindros de GNV para garantizar la seguridad de la población boliviana que utiliza el GNV, y se han convertido gratuitamente 15.215 vehículos. A continuación, se muestra la evolución de las conversiones vehiculares a diciembre de 2017.

Transporte y Almacenaje de Hidrocarburos:

- Con el mandato de garantizar el abastecimiento de hidrocarburos a la población boliviana, se han realizado diversos trabajos tanto de mantenimiento como de ampliación de los ductos. Entre los principales se pueden mencionar los siguientes:
- Proyecto de sistema Contra Incendios en Terminal Arica. Se adecua el sistema para cumplir con las Normas de la Legislación Chilena de Seguridad Operativa y de prevención de riesgos.
- Proyecto de Ampliación del Gasoducto Rio Yacuiba Rio Grande – GASYRG con la construcción de la nueva Estación de Compresión de Parapety, que incrementará la capacidad de transporte de gas natural 20 MMmcd a 26 MMmcd en su FASE I, y a 28 MMmcd en su FASE II. Con este incremento se tendrá suficiente capacidad de transporte hasta Rio Grande, Nodo principal de distribución de GN para el mercado Interno y de exportación.
- Los Poliductos están en proceso de Adecuación a la Normativa Técnica Operativa en base a un Plan, una vez transferidos estos ductos a YPFB Transporte.
- Se ha declarado de Interés Nacional la operación del “GASYRG” para el transporte de GN al mercado interno.

- Se ha declarado de interés nacional la operación de los Poliductos por parte de la empresa subsidiaria YPFB Transporte.
- Se ha procesado un nuevo Reglamento de Diseño, Construcción, Operación, Mantenimiento y Abandono de Plantas de Almacenaje de Hidrocarburos Líquidos.
- Se ha concluido la construcción del gasoducto Colpa – Warnes, ampliando su capacidad para atender la nueva termoeléctrica y los requerimientos del área industrial y doméstico de esa población.
- Se ha ejecutado el Proyecto de ampliación del Gasoducto Sucre Potosí – GSP que incrementa la capacidad de transporte de GN de 6,8 hasta 10,4 MMmcd.
- Se concluye la nueva Estación de Compresión de Parapetí que incrementa la capacidad de transporte del gasoducto GASYRG de 20 hasta 26 MMmcd.
- Análisis de la factibilidad del Gasoducto Incahuasi – Cochabamba en función del diagnóstico sobre la Oferta y Demanda de GN.

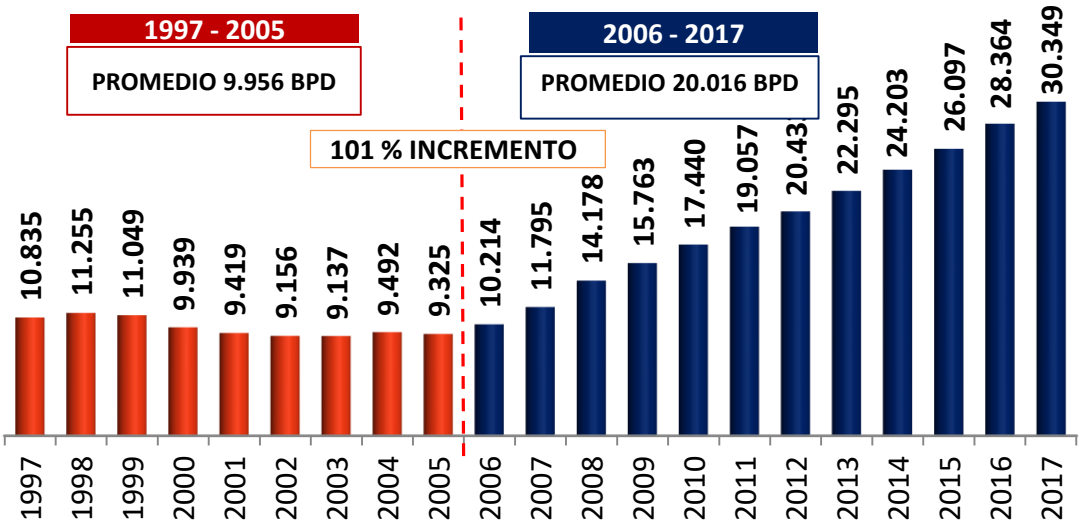
Diagnóstico del Sistema de Transporte para abastecimiento

En coordinación con YPFB Casa Matriz, Agencia Nacional de Hidrocarburos está en proceso la elaboración del análisis de la Oferta y Demanda de Gas Natural reflejado en el sistema de Transporte de Gas Natural por Ductos, a objetos de planificar, priorizar y establecer las necesidades de expansión del Sistema de Transporte de Gas Natural por ductos a objeto de cumplir con el abastecimiento del mercado interno, incluidos los proyectos de industrialización, termoeléctricas, proyectos productivos así como los de alcance social.

Comercialización:

La evolución del abastecimiento de combustibles líquidos en el mercado interno se muestra en los siguientes gráficos:

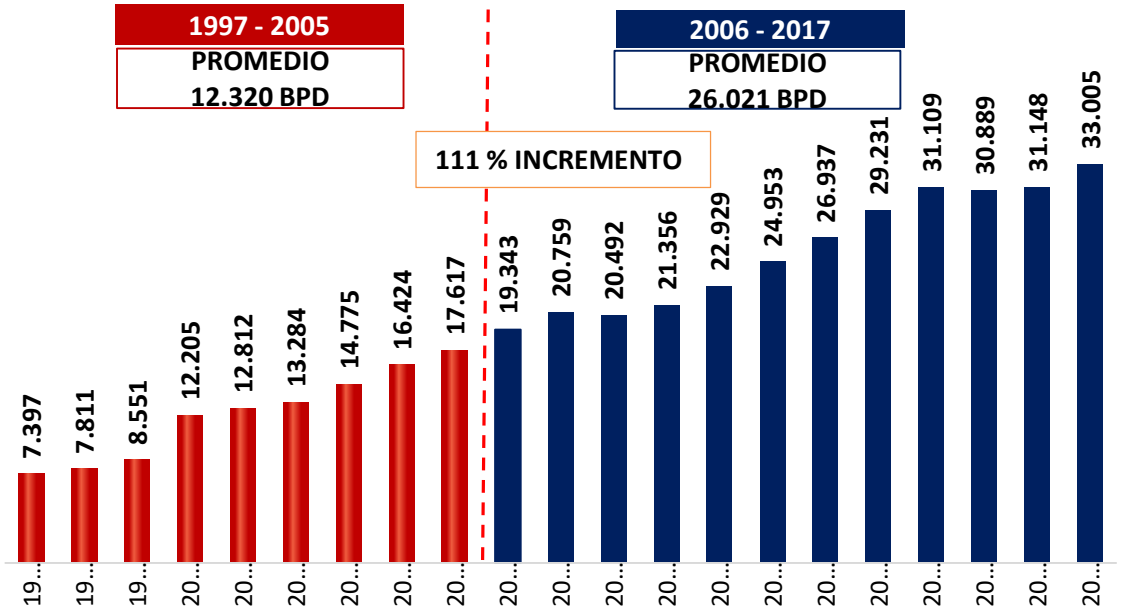
COMERCIALIZACIÓN DE GASOLINA 1985 – JUN 2017
(En barriles de petróleo por día - BPD)



Fuente: YPFB.

COMERCIALIZACIÓN DE DIESEL OIL 1997 – 2017

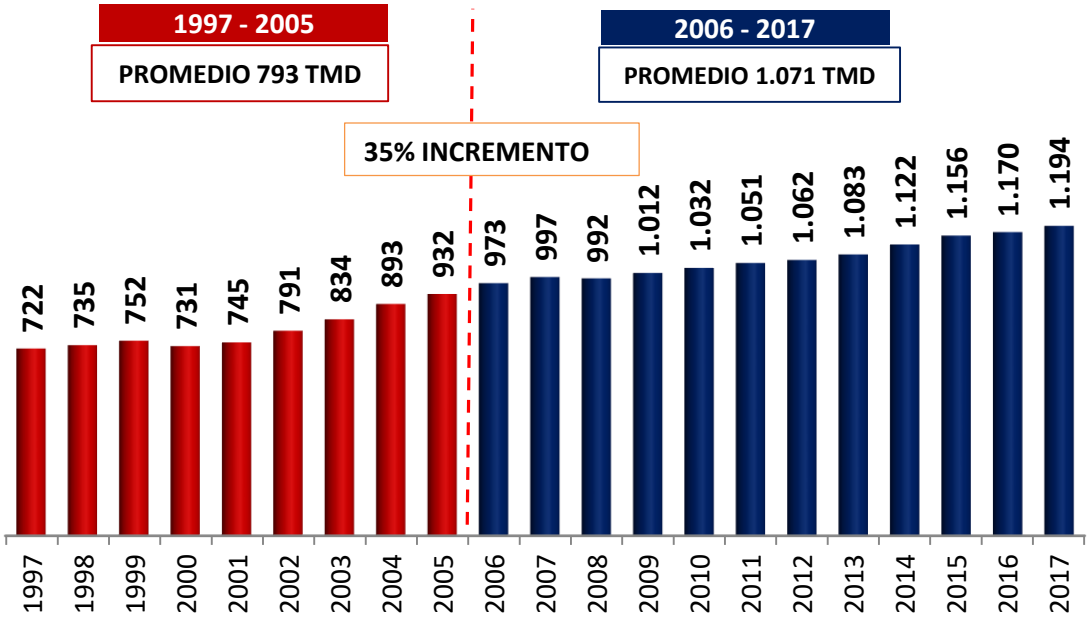
(En barriles de petróleo por día BPD)



Fuente: YPFB

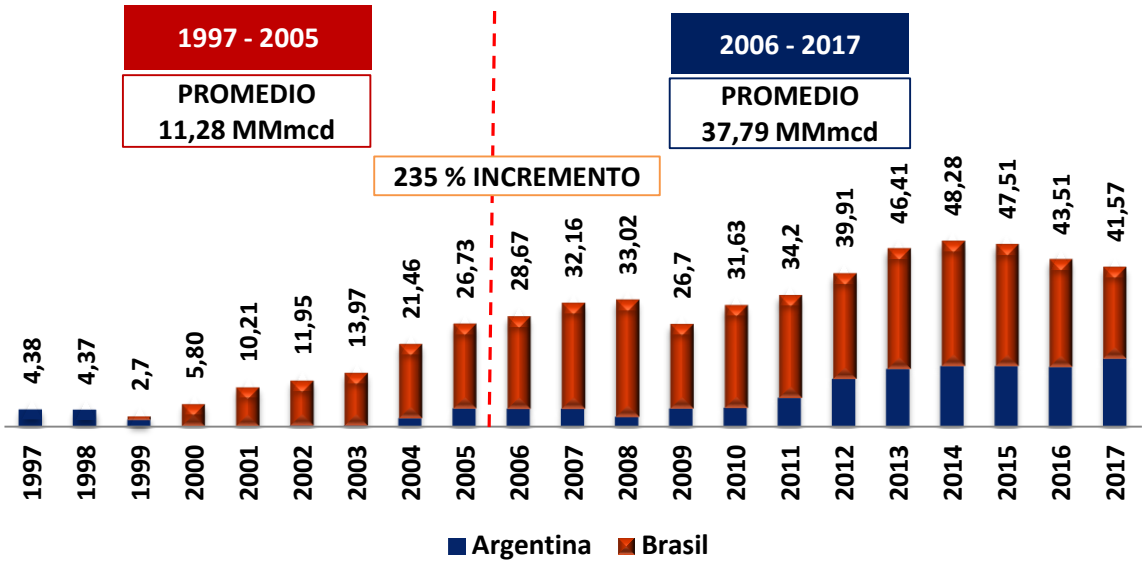
COMERCIALIZACIÓN DE GLP 1997 – 2017

(En toneladas métricas día - TMD)



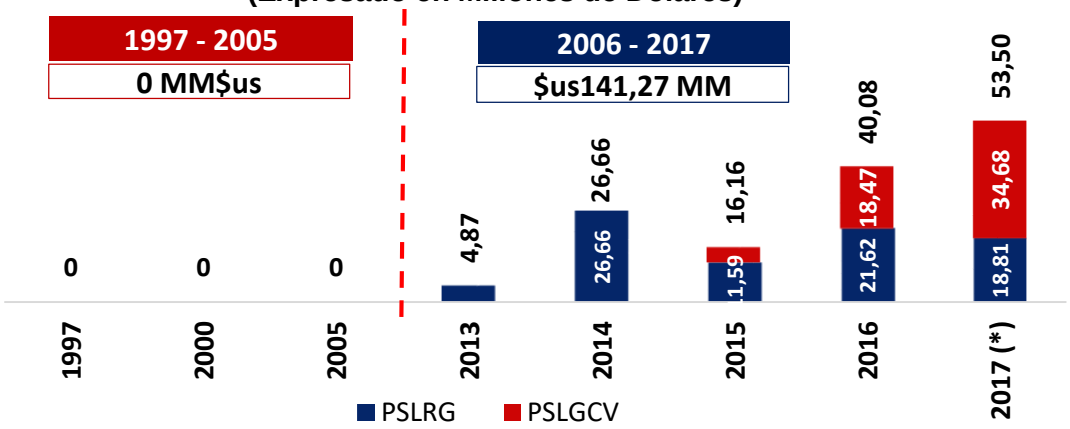
Fuente: ANH

COMERCIALIZACIÓN DE GAS NATURAL MERCADO EXTERNO 1997 – 2017
(Expresado en Millones de metros cúbico día)



Fuente: YPFB.

INGRESOS POR LA EXPORTACIÓN DE GLP 1997 – 2017
(Expresado en Millones de Dólares)



Fuente: YPFB

1.3.3 Logros a futuro Gestión 2018

En la gestión 2018, el Ministerio de Hidrocarburos tiene los siguientes Objetivos institucionales, a los cuales el Viceministerio de Industrialización, Comercialización, Transporte y Almacenaje de Hidrocarburos, coadyuvará a través de las siguientes acciones estratégicas:

OBJETIVO DE GESTIÓN	ACCIONES ESTRATÉGICAS DEL VICEMINISTERIO
Garantizar el suministro de energía como servicios básicos y derivados de hidrocarburos con regulación de precios y tarifas	Seguimiento y evaluación de la ejecución de planes y programas de abastecimiento de GN y combustibles líquidos de YPFB.
	Participación, seguimiento y control de la Programación de la Demanda (PRODE) de producción, transporte y comercialización de combustibles líquidos en el mercado interno.
	Propuesta, seguimiento y evaluación de programas y proyectos del Downstream.
	Proponer la política de precios y/o tarifas para GN y combustibles Líquidos.
Ejercer los procesos de formulación, seguimiento y evaluación de planes y/o políticas energéticas, identificando las prioridades de acuerdo al Sector Energético	Actualización y propuesta de normativa económica de las actividades del Downstream de hidrocarburos conforme al marco legal vigente.
	Gestión para la aprobación de la nueva Ley de Hidrocarburos y sus Reglamentos.
	Formular, coordinar, promover, dirigir y difundir políticas públicas, planes, programas y proyectos de desarrollo en materia del Downstream de hidrocarburos.
Promover la diversificación de la matriz energética, la investigación aplicada y desarrollo de nuevas formas y fuentes de energía.	Coordinar con los sectores académicos (universidades e institutos de investigación), el Estado en sus diferentes niveles gobierno (Viceministerio de Ciencia y Tecnología y Ciudadela del Conocimiento) y sector empresarial público (YPFB, EBIH) y privados, el desarrollo de nuevas formas y fuentes de energía.
	Revisión de normativa para la ejecución de los programas de conversión de vehículos a GNV y recalificación y reposición de cilindros a GNV.
	Proponer normativa para precios y tarifas de GNL.
Promover la generación de otras fuentes de ingresos a través del incremento del valor agregado a la energía, garantizando su sostenibilidad en el corto, mediano y largo plazo	Promoción de la industrialización de los hidrocarburos y el desarrollo de industrias derivadas de las mismas.
	Seguimiento, evaluaciones y autorizaciones de desembolsos de los créditos del BCB a favor de YPFB y EBIH.
Promover y desarrollar mecanismos para la generación de excedentes destinados a la exportación	Consolidación de los actuales mercados de exportación.
	Promoción y gestión de nuevos mercados de exportación.
Desarrollar y fortalecer la capacidad institucional implementándola de manera transparente, oportuna, eficaz y eficiente	Realizar cursos y talleres de capacitación y actualización para el personal por especialidad

1.3.4 Conclusiones (VMICTAH)

- Durante la gestión 2017 se ha consolidado el lema “de la nacionalización a la industrialización de los hidrocarburos”, a través del inicio de operaciones de la Planta de Amoniaco – Urea, misma que aportará a la política de seguridad y soberanía alimentaria. Por otro lado, el funcionamiento de la Planta de Amoniaco – Urea significa la generación de divisas por la exportación de excedentes.
- Durante la gestión 2017 se han consolidado los mercados existentes de exportación y se ha dado inicio a la búsqueda de nuevos mercados con el objeto de mejorar los ingresos para el país.
- Es importante resaltar los logros en la provisión de gas a los hogares bolivianos, mismos que nos encaminan a alcanzar la meta propuesta por nuestro presidente en el Plan Nacional de Desarrollo Económico y Social 2016 – 2020: alcanzar el 50% de cobertura de este servicio a los hogares a nivel nacional.
- Durante la gestión 2017 se ha consolidado el objetivo de llevar los recursos provenientes de los hidrocarburos al pueblo, beneficiando de manera directa a los sectores más desprotegidos y vulnerables, como son los ancianos y niños; asimismo, los ingresos por la producción de hidrocarburos alcanzan también a Gobernaciones, Municipios, comunidades campesinas y pueblos indígenas y al Sistema Universitario Público.
- En la actividad de Refinación, el VMICTAH está trabajando en la formulación, establecimiento y actualización de Reglamentos y especificaciones de calidad para los derivados de petróleo y ha asegurado el procesamiento de crudo para el abastecimiento de hidrocarburos en el mercado local.
- Entre las actividades sobresalientes del sector se destaca la incorporación al mercado local de una nueva gasolina (Súper 91) que representa una alternativa adicional a las gasolinas que se comercializan en el territorio nacional, ésta nueva gasolina cuenta con un mayor octanaje el cual mejora el rendimiento de los motores y coadyuva al cuidado del medio ambiente.
- En la actividad de Industrialización, el VMICTAH ha propuesto políticas de incentivos para la industrialización de nuestros hidrocarburos, para crear las condiciones que favorezcan la competitividad en el mercado interno e internacional, asimismo ha propuesto políticas en el área de la industrialización del GN a través de Plantas de Extracción de Licuables, GNL, Plantas Petroquímicas y otras para la generación de valor agregado.
- La puesta en marcha de la Planta de Amoniaco - Urea de Bulo Bulo, da inicio a la etapa de industrialización del GN en nuestro país, uno de los objetivos más importantes del Gobierno Nacional; éste proyecto demandó una inversión total de 953 millones de dólares, ha sido financiado con recursos propios y convierte al departamento de Cochabamba en un Gran Polo de Desarrollo Nacional. Esta Planta se suma a los demás proyectos petroquímicos que son posibles gracias a la Nacionalización de los Hidrocarburos.
- En la actividad de Comercialización, el VMICTAH ha diseñado programas de incentivo para el uso y comercialización de GN en el mercado interno para masificar su uso y ha propuesto políticas de precios para el GN y combustibles líquidos en el mercado interno.

- Se ha hecho énfasis en las negociaciones de los mercados externos actuales de exportación de GN con Argentina y Brasil y exportación de GLP con Paraguay y Perú, así como en los mercados externos futuros, para la exportación de GNL y Urea.
- En la actividad de transporte y almacenaje, el VMICTAH ha propuesto políticas y reglamentación técnica para el transporte de combustibles líquidos y GN por ductos, asimismo en el área de almacenaje y distribución de combustibles líquidos y GN, tomando en cuenta la construcción de nuevos gasoductos para atender la demanda del mercado interno y ampliación de los oleoductos y poliductos para abastecer de combustibles líquidos al mercado interno, y la ampliación y construcción de plantas de almacenaje de combustibles líquidos.
- En la actividad de conversiones vehiculares a GNV, el VMICTAH ha elaborado y actualizado normativa a fin de desarrollar y contribuir al cambio de la Matriz Energética a través de los programas de conversión y mantenimiento de equipos y recalificación y reposición de cilindros de GNV, que lleva adelante la Entidad Ejecutora de Conversión a Gas Natural Vehicular (EEC-GNV).
- En la actividad de Distribución por Redes de Gas Natural, mediante el Sistema Convencional que contempla instalaciones internas, construcción de Redes Primarias y Redes Secundarias y el Sistema Virtual mediante 27 estaciones satelitales de regasificación (ESR´s) y cisternas criogénicos de transporte. El VMICTAH ha elaborado estrategias y mecanismos para la expansión de estas redes de distribución orientadas a lograr el acceso universal y equitativo del servicio de gas domiciliario, así como para el comercio y la industria nacional; asimismo desarrolla políticas de provisión de servicios básicos de gas domiciliario, en el marco de la participación y control social.

A. ENTIDAD EJECUTORA DE CONVERSIÓN A GNV (EEC-GNV)

I. Aspectos Institucionales

En la gestión del Presidente Evo Morales, mediante Decreto Supremo Nº 0675 del 20 de octubre de 2010, se crea la Entidad Ejecutora de Conversión a Gas Natural Vehicular – EEC-GNV, bajo dependencia del Ministerio de Hidrocarburos y Energía, con la finalidad de ejecutar los programas de Conversión a GNV y mantenimiento de equipos para GNV y, de Recalificación y Reposición de Cilindros de GNV.
La EEC-GNV tiene el mandato para administrar los recursos provenientes del Fondo de Conversión Vehicular a GNV – FCVGNV y del Fondo de Recalificación y Reposición de Cilindros de GNV – FRCGNV, creados mediante Decreto Supremo N° 29629 de 02 de julio

a) Objetivos

Los objetivos de gestión 2017 de la EEC - GNV son los siguientes:

- Ejecutar la Conversión de 20.000 Vehículos de Gasolina a GNV del Parque Automotor Nacional.
- Ejecutar 36.672 Recalificaciones de cilindros a GNV del Parque Automotor Nacional.

II. Evaluación POA 2017

La ejecución financiera del Programa de Conversión a GNV y Mantenimiento de Equipos para GNV es del 58,56 %, tal como se lo puede apreciar en el siguiente cuadro:

PROGRAMA DE RECALIFICACIÓN Y REPOSICIÓN DE CILINDROS DE GNV DEL PARQUE AUTOMOTOR NACIONAL

EJECUCION FÍSICA

Recalificaciones ejecutadas 2017: 16.909

% de Ejecución Física 2017: 46.10 %

EJECUCION FINANCIERA

Presupuesto 2017 (1º Semestre): Bs. 42.139.739

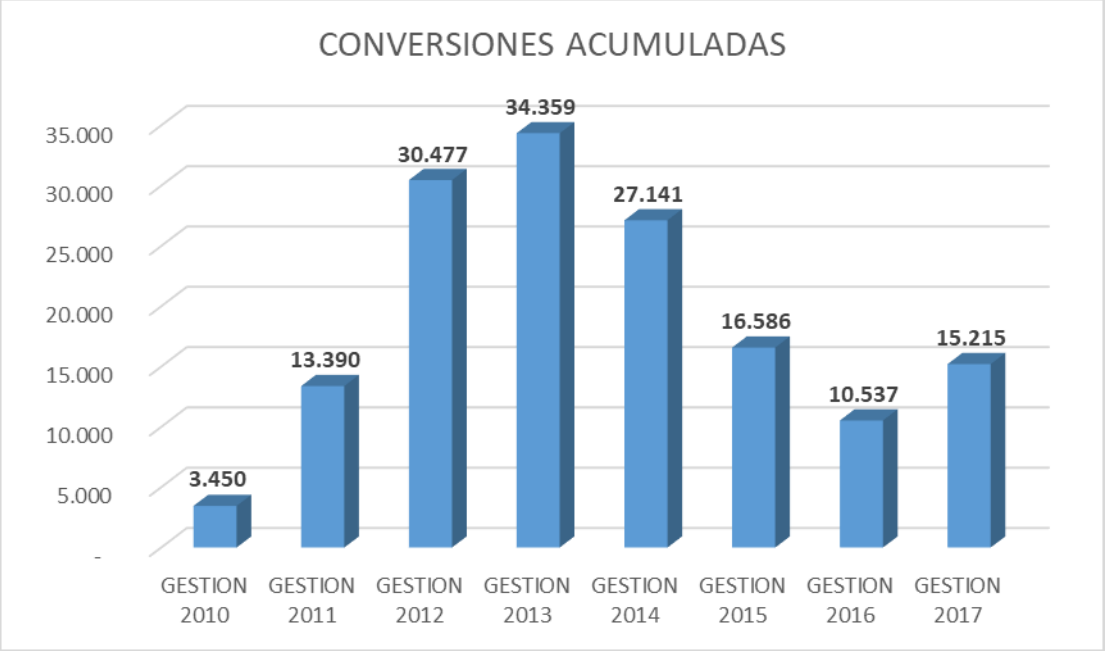
Ejecución realizada 2017: Bs. 24.678.061

% de Ejecución Financiera 2017: 58.56%

Localización: La Paz, Cochabamba, Tarija, Santa Cruz, Chuquisaca, Oruro y Potosí

La ejecución financiera del Programa de Recalificación y/o Reposición de Cilindros de la gestión 2017 fue del 58.56%.

RECALIFICACIONES ACUMULADAS								
Departamento	GESTION 2011	GESTION 2012	GESTION 2013	GESTION 2014	GESTION 2015	GESTION 2016	GESTION 2017	TOTAL
La Paz		185	2.044	4.233	3.387	5.367	2.738	**17.954**
Santa Cruz				834	2.938	6.311	3.591	**13.674**
Cochabamba	404	415	2.265	3.222	6.120	14.507	6.309	**33.242**
Tarija			340	1.430	1.639	1.939	1.568	**6.916**
Chuquisaca			274	973	933	2.495	1.824	**6.499**
Oruro					76	698	543	**1.317**
Potosi						92	336	**428**
Total	**404**	**600**	**4.923**	**10.692**	**15.093**	**31.409**	**16.909**	**80.030**
					META GESTION 2017		**36.672**	



III. Logros Institucionales

CONVERSIÓN A GAS NATURAL VEHICULAR DEL PARQUE AUTOMOTOR NACIONAL

Meta: 20.000 Conversiones

En la gestión 2017, se programó realizar la Conversión a Gas Natural Vehicular del Parque Automotor del Servicio Público Nacional y la Conversión a Gas Natural Vehicular del Parque Automotor Estatal. Los resultados alcanzados fueron los siguientes:

Resultados Gestión 2017

EJECUCIÓN FÍSICA

Conversiones ejecutadas: 15.215 Conversiones Vehiculares

% de Ejecución Física: 76,07%

EJECUCIÓN FINANCIERA

Presupuesto 2017: Bs. 183.592.604

Ejecución realizada 2017: Bs. 106.006.503,17

% de Ejecución Financiera 2017: 57,74%

Localización: La Paz, Cochabamba, Oruro, Potosí, Santa Cruz y Chuquisaca.

BENEFICIARIOS DE CONVERSIONES POR GESTION Y DEPARTAMENTO									
Departamento	GESTION 2010	GESTION 2011	GESTION 2012	GESTION 2013	GESTION 2014	GESTION 2015	GESTION 2016	GESTION 2017	TOTAL
La Paz	1.750	6.792	11.197	11.469	8.110	4.342	2.865	3.520	**50.045**
Santa Cruz	393	1.525	9.558	10.498	8.280	5.241	3.691	4.845	**44.031**
Cochabamba	711	2.761	4.761	6.258	6.756	4.437	2.190	4.756	**32.630**
Oruro	178	690	2.441	2.161	1.523	893	610	825	**9.321**
Chuquisaca	418	1.622	2.171	2.776	1.732	1.069	738	811	**11.337**
Potosi	-	-	349	1.197	740	604	443	458	**3.791**
Total	**3.450**	**13.390**	**30.477**	**34.359**	**27.141**	**16.586**	**10.537**	**15.215**	**151.155**
						META GESTION 2017		**20.000**	

IV. Conclusiones (EEC-GNV)

- En la gestión 2017 en el Programa de Conversión del Parque Automotor Nacional se logró alcanzar el 76% de la ejecución física llegando aproximadamente a 15.215 Conversiones Vehiculares a GNV.
- La ejecución financiera del Programa de Conversión del Parque Automotor Nacional en la gestión 2017 se alcanzó a un 57,74%.
- En la gestión 2017 en el Programa de Recalificación de Cilindros se logró alcanzar el 46% de la ejecución física llegando aproximadamente a 16.909 Recalificaciones de Cilindros de GNV.
- La ejecución financiera del Programa de Recalificación de Cilindros en la gestión 2017 fue de 58,56%
- Desde la creación de la EECGNV al 2017, se realizó 151.155 conversiones vehiculares a GNV.

B. Empresa Boliviana de Industrialización de Hidrocarburos (EBIH)

i. Aspectos Institucionales

La nueva Constitución Política del Estado aprobada mediante referéndum, establece de acuerdo al artículo 363, la creación de la Empresa Boliviana de Industrialización de Hidrocarburos (EBIH), como una empresa autárquica de derecho público, con autonomía de gestión administrativa, técnica y económica, bajo la tuición del Ministerio del ramo y de YPFB, que actúa en el marco de la política estatal de hidrocarburos. La EBIH será responsable de ejecutar, en representación del Estado y dentro de su territorio, la industrialización de los hidrocarburos.

El Decreto Supremo Nº 368 del 25 de noviembre de 2009 instituye a la Empresa Boliviana de Industrialización de Hidrocarburos (EBIH) como una Empresa Pública Nacional Estratégica (EPNE) con personalidad jurídica, patrimonio propio y duración indefinida. Así también en el artículo 2 (Objeto de la empresa) indica: "Es responsable de cambiar el patrón primario exportador de los hidrocarburos, desarrollando la industrialización de hidrocarburos buscando un mayor valor agregado, que abastezca con prioridad la demanda de productos de industrialización del mercado nacional y la exportación de los excedentes, en el marco de la política nacional de hidrocarburos".

a) Objetivos

1. Consolidar una administración eficaz y eficiente.
2. Desarrollar la integración vertical y horizontal en los complejos industriales y promover nuevos negocios para la petroquímica boliviana.
3. Desarrollar una organización flexible, soporte tecnológico y talento humano acordes a las exigencias actuales y futuras.
4. Fortalecer las relaciones con el entorno resaltando la importancia de la EBIH como empresa nacional estratégica.

ii. Evaluación POA primer semestre 2018

Se realizó el Seguimiento y Evaluación del Programa Operativo Anual 2017 del Primer Semestre de 2017, para cada Área de la EBIH en función de los Objetivos Institucionales.

Una vez evaluados los objetivos institucionales, se procedió a establecer el cumplimiento de cada una de las Áreas Organizacionales obteniendo el total general a nivel de EBIH como se detalla en el siguiente cuadro:

ÁREAS ORGANIZACIONALES	Ejecución del POA del Primer Semestre de 2017
Gerencia General	100.00%
Asesoría Legal y Analista Jurídico	100.00%
Auditoria Interna	100.00%
Gerencia de Asuntos Administrativos y Financieros	100.00%
Finanzas	100.00%
Recursos Humanos	100.00%
Gestión Administrativa	100.00%
Gerencia de Proyectos	100.00%
Planificación Estratégica	100.00%
Sistemas	100.00%
TOTAL PROMEDIO DEL CUMPLIMIENTO	**100.00%**

Fuentes de Financiamiento Gestión 2017:

RUBRO	DESCRIPCIÓN	ETO	FTE	ORG	IMPORTE
19	TRANSFERENCIAS CORRIENTES				
192	Del Sector Público No Financiero				
1921	Del Organo Ejecutivo				
19211	Por Subsidios y Subenciones	0000	41	111	3.854.879,00
36	OBTENCIÓN DE PRÉSTAMOS INTERNOS Y DE				
362	Obtención de Préstamos Internos a Largo Plazo.				
36210	En Efectivo.	0000	92	230	98.673.706,00
TOTAL IMPORTE Bs.					102.528.585,00

Ejecución de Gastos Funcionamiento.

NIVEL DE EJECUCIÓN PRESUPUESTARIA ACUMULADO POR GRUPO DE GASTO
GESTIÓN 2017
(Expresado en Bolivianos)

GRUPO	DESCRIPCIÓN	APROBADO	VIGENTE	EJECUTADO	SALDO	(% EJEC)
10000	SERVICIOS PERSONALES	2.593.624,00	3.119.369,00	3.040.009,86	79.359,14	97,46%
20000	SERVICIOS NO PERSONALES	1.008.548,00	1.023.312,00	921.409,44	101.902,56	90,04%
30000	MATERIALES Y SUMINISTROS	203.447,00	230.148,00	210.161,02	19.986,98	91,32%
40000	ACTIVOS REALES	47.260,00	6.795,00	6.795,00	0,00	100,00%
80000	IMPUESTOS, REGALIAS Y TASAS	2.000,00	1.000,00	753,50	246,50	75,35%
TOTAL		**3.854.879,00**	**4.380.624,00**	**4.179.128,82**	**201.495,18**	**95,40%**

Ejecución de Gastos Inversión:

PROYECTO: IMPLEM. PLANTA PROD TUBERIAS Y ACC P/GAS NAT EL ALTO
NIVEL DE EJECUCIÓN PRESUPUESTARIA POR GRUPO DE GASTO
GESTIÓN 2017
(Expresado en Bolivianos)

GRUPO	DESCRIPCIÓN	APROBADO	VIGENTE	EJECUTADO	SALDO	(% EJEC)
10000	SERVICIOS PERSONALES	2.356.887,00	2.356.887,00	0,00	2.356.887,00	0,00%
20000	SERVICIOS NO PERSONALES	1.066.050,00	1.904.902,00	363.056,27	1.541.845,73	19,06%
30000	MATERIALES Y SUMINISTROS	14.993.050,00	15.304.030,00	72.104,29	15.231.925,71	0,47%
40000	ACTIVOS REALES	80.257.719,00	79.107.887,00	58.163.510,00	20.944.377,00	73,52%
TOTAL		**98.673.706,00**	**98.673.706,00**	**58.598.670,56**	**40.075.035,44**	**59,39**

iii. Logros Institucionales

Dentro de los logros institucionales más significativos que se llevó cabo hasta el 31 de Diciembre de 2018, se destacan los siguientes:

- Inauguración de actividades iniciales de la “PLANTA DE PRODUCCIÓN DE TUBERIAS Y ACCESORIOS PARA REDES DE GAS NATURAL, AGUA POTABLE Y RIEGO” con la presencia del Presidente del Estado Plurinacional de Bolivia Sr. Evo Morales Ayma, Ministro de Hidrocarburos Ing. Luis Alberto Sánchez, Ministra de Culturas Sra. Wilma Alanoca, Presidente de Y.P.F.B. Ing. Oscar Barriga, Viceministros y otras autoridades.

- Presentación y aprobación del Directorio de la EBIH del Plan Estratégico Empresarial 2016 – 2020 según Resolución de Directorio EBIH/Nº 003/2017, en conformidad a lineamientos establecidos por el Ministerio de Planificación del Desarrollo y el asesoramiento del Ministerio de Hidrocarburos.

- Seguimiento de Inversión y Ejecución del Proyecto Planta de Producción de Tuberías y Accesorios para Redes de Gas Natural - El Alto que corresponden a la EBIH y Registro de la Ejecución Física y Financiera en el Sistema de Información Sobre Inversiones SISIN – WEB.

- Se tiene asegurado el financiamiento mediante crédito obtenido del Banco Central de Bolivia (Contrato SANO N° 115/2014 y sus correspondientes adendas del Proyecto Planta de Producción Tuberías y Accesorios para Redes de Gas Natural - El Alto, hasta agosto del 2018.

PROGRAMAS Y PROYECTOS.

Actualmente se están desarrollando los siguientes proyectos:

PROYECTO EN ETAPA DE EJECUCION:

- Planta de Producción de Tuberías y Accesorios para Redes de Gas Natural-El Alto.

PROYECTOS EN ETAPA FINAL DE ESTUDIOS

- Planta de Producción de Cilindros de Composite para GLP.
- Planta de Tuberías PE-AL-PE.
- Planta de Tuberías de polietileno para alcantarillado sanitario (200 mm – 800 mm)
- Centro de Acopio, Almacenamiento y Distribución de Urea.
- Planta de Producción de Metanol – MTG.
- Planta de Producción de Nitrógeno Líquido y Gaseoso.
- Compuestos Nitrogenados y sus aplicaciones: Ácido Nítrico y Nitrato de Amonio.

PROYECTOS EN ETAPA DE ESTUDIOS

- Planta de Producción de Hexanos.
- Fertilizantes UAN, MAP, DAP y NPK.

C. EMPRESA TARIJEÑA DEL GAS (EMTAGAS)

La Empresa Tarijeña del Gas (EMTAGAS), es una Sociedad conformada por entidades estatales, en la cual participa la Prefectura del Departamento de Tarija, Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos, la Honorable Alcaldía Municipal de la Provincia Cercado.

Logros

- Se construyeron 5.600,00 nuevas Instalaciones Internas en el Departamento de Tarija.
- Se construyeron 130.426,82 metros lineales de Red Secundaria en el Departamento de Tarija.

Presupuesto, gastos, adquisiciones, proveedores, planes, balances, estado de ejecución presupuestaria.

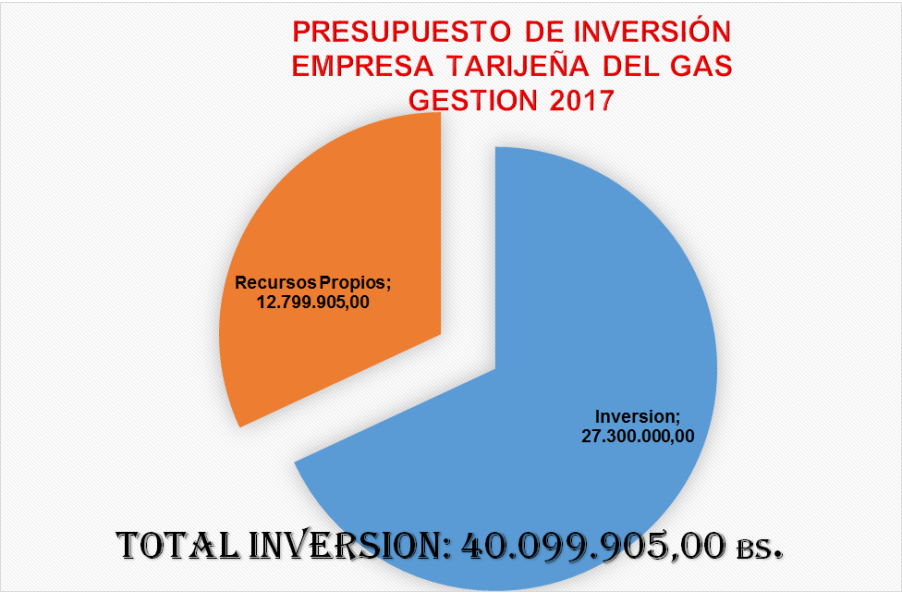
Presupuesto – Institucional

PRESUPUESTO INSTITUCIONAL EMPRESA TARIJEÑA DEL GAS GESTION 2017 Expresado en bolivianos	
FUNCIONAMIENTO	28.975.155,00
COMPRA DE GAS	40.204.758,00
INVERSION	27.300.000,00
INVERSION FONGAS	12.799.905,00
TOTAL PRESUPUESTO	109.279.818,00

Fuente: SIGEP MOVIL
Elaboración: Propia

INVERSIÓN

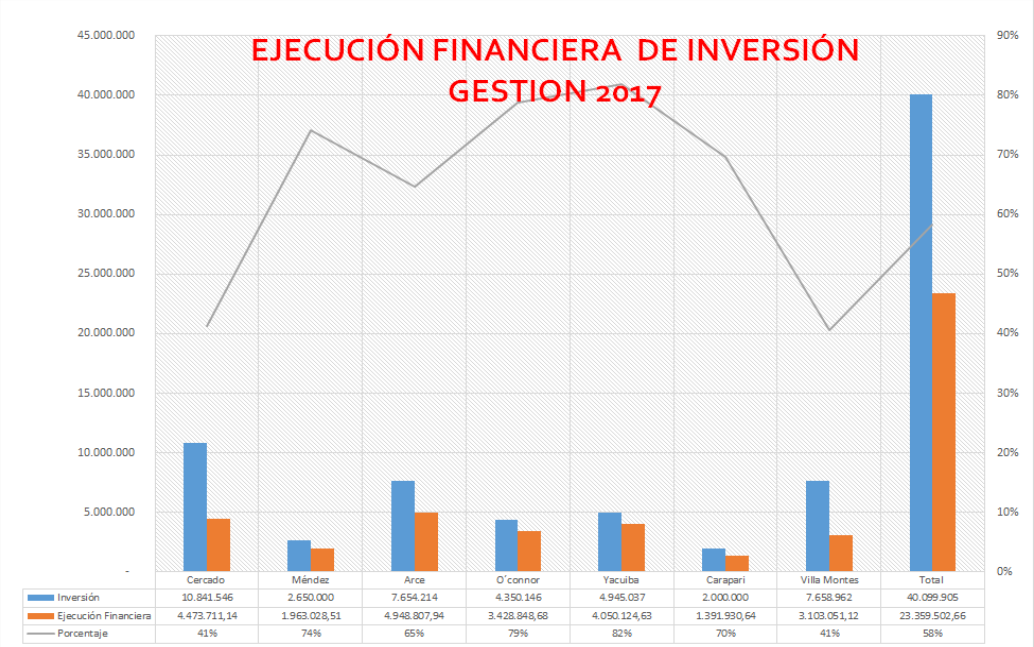
Se muestra la inversión inicial y la inversión actual de la Empresa Tarijeña del Gas.



Fuente: SIGEP, SISIN WEB
Elaboración: Propia

El grafico anterior nos muestra que la Empresa Tarijeña del Gas cuenta con un presupuesto de acuerdo a ley financial de 40.099.905,00 Bs. (Cuarenta Millones Noventa y Nueve Mil Novecientos Cinco 00/100 Bolivianos), de los cuales nuestra empresa contribuyó con recursos propios por un monto de 12.799905 Bs.

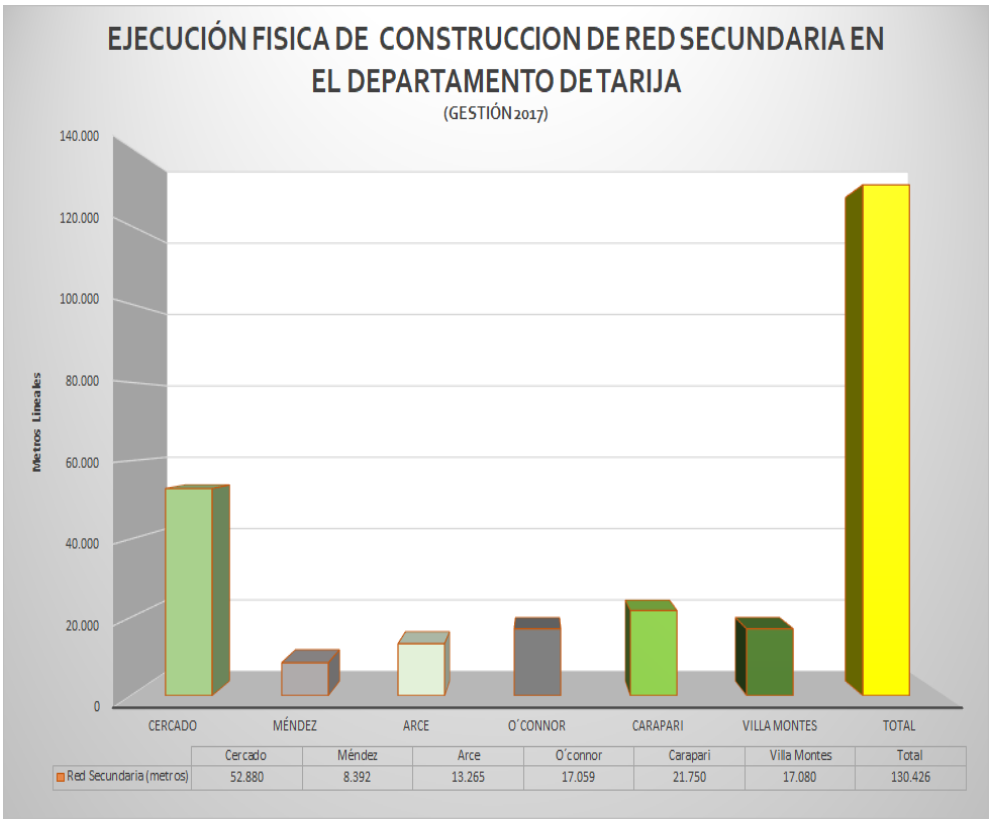
Ejecución Financiera de Inversión



	Cercado	Méndez	Arce	O´connor	Yacuiba	Carapari	Villa Montes	Total
Inversión	10.841.546	2.650.000	7.654.214	4.350.146	4.945.037	2.000.000	7.658.962	40.099.905
Ejecución Financiera	4.473.711,14	1.963.028,51	4.948.807,94	3.428.848,68	4.050.124,63	1.391.930,64	3.103.051,12	23.359.502,66
Porcentaje	41%	74%	65%	79%	82%	70%	41%	58%

Fuente: SIGEP MOVIL
Elaboración: Propia

Ejecución Física

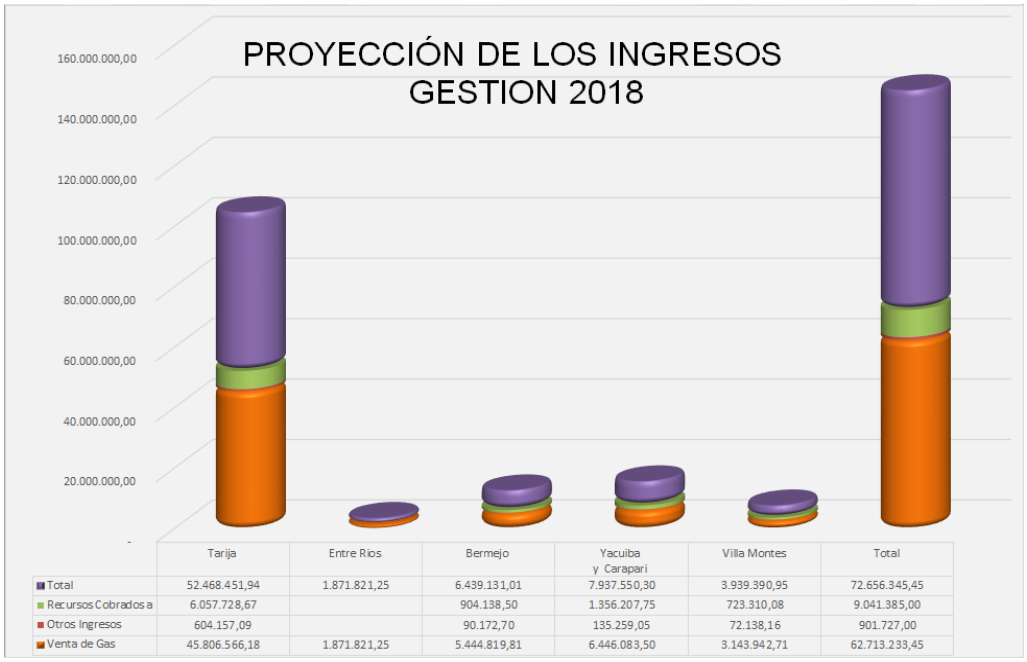


Gestión 2018 Inicial

Acciones

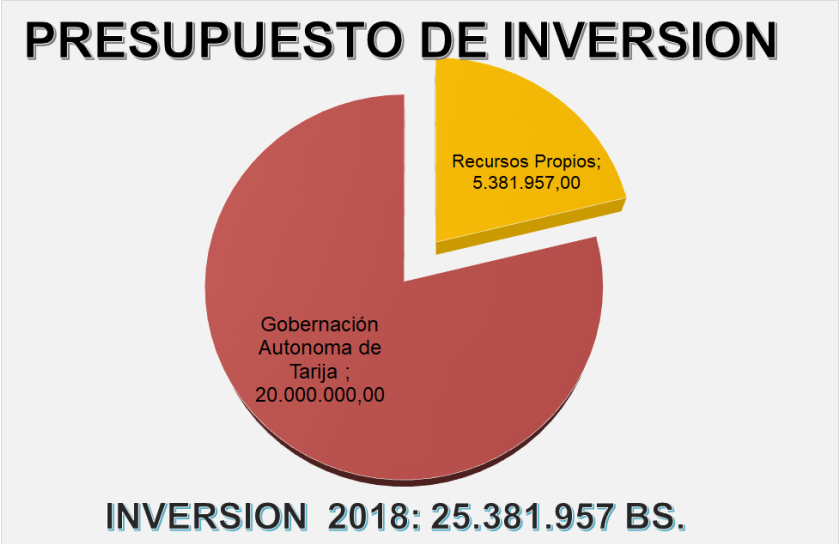
- Distribuir y Comercializar Gas Natural Domiciliario a todas las familias del Departamento de Tarija, brindando seguridad y cobertura en el servicio de distribución de gas natural en todas sus categorías con eficiencia y productividad, conservando el medio ambiente, con un servicio cómodo, seguro, económico y continuo.
- Incrementar los Ingresos a través de la comercialización de Gas Natural en relación a la gestión 2017
- Reducir los gastos operativos a través del plan de austeridad
- Ejecutar el monitores de escala de las estaciones de regulación de gas natural del departamento de Tarija
- Realizar un procedimiento de reducción de la cartera de mora
- Optimizar los procesos operativos y administrativos de la empresa

Ingresos



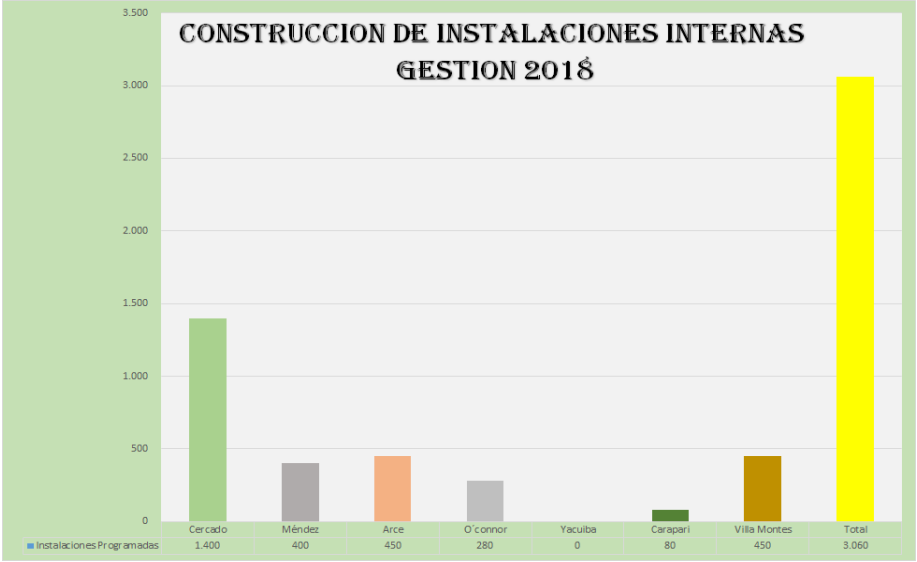
	Tarija	Entre Rios	Bermejo	Yacuiba y Carapari	Villa Montes	Total
Total	52.468.451,94	1.871.821,25	6.439.131,01	7.937.550,30	3.939.390,95	72.656.345,45
Recursos Cobrados a	6.057.728,67		904.138,50	1.356.207,75	723.310,08	9.041.385,00
Otros Ingresos	604.157,09		90.172,70	135.259,05	72.138,16	901.727,00
Venta de Gas	45.806.566,18	1.871.821,25	5.444.819,81	6.446.083,50	3.143.942,71	62.713.233,45

Inversión Gestión 2018.

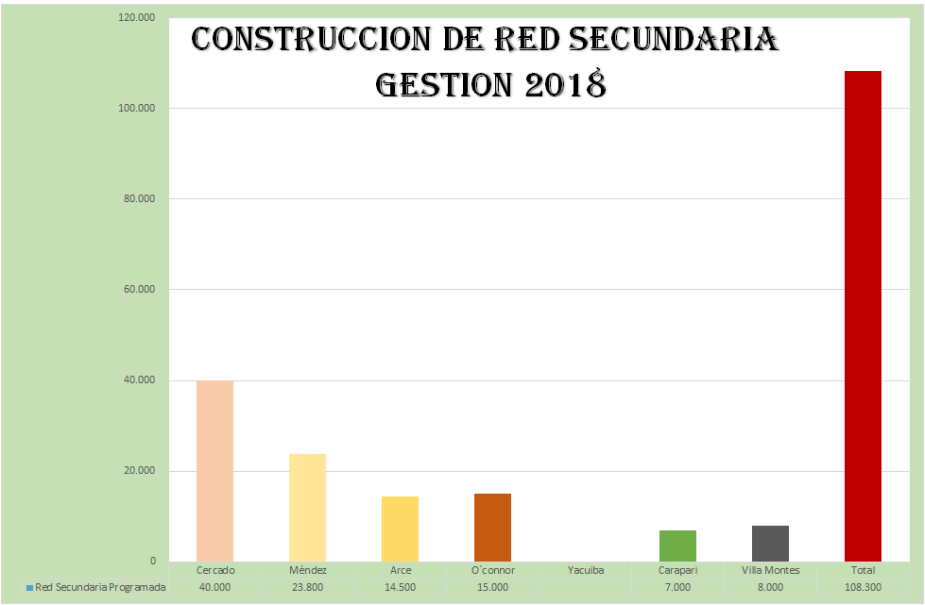


Perspectiva para la gestión 2018

Para la gestión 2018 de acuerdo al Plan Dignidad se planteó de realizar las construcciones de Instalaciones Internas que vamos a desarrollar de la siguiente manera:



Para la gestión 2018 se tiene planteado la construcción de 3.060 nuevas instalaciones internas en el departamento de Tarija.



Para la gestión 2018 se tiene planteado construir 108.300 metros de red secundaria en el Departamento de Tarija.

1.4.- VICEMINISTERIO DE PLANIFICACIÓN Y DESARROLLO HIDROCARBURIFERO (VMPDH)

LA INDUSTRIALIZACION, UNA REALIDAD

1.4 VICEMINISTERIO DE PLANIFICACIÓN Y DESARROLLO HIDROCARBURIFERO (VMPDH)

1.4.1 Dirección General de Planificación y Desarrollo Hidrocarburífero

1.4.1.1 Introducción

A partir la nueva estructura del Sector Energético, Emergente de los Decretos Supremos 3058 y 3070, la DGPDH asume el desafío de constituirse en la unidad encargada de planificar el sector de manera integral y administrar la planificación institucional del Ministerio de Hidrocarburos[1]

El Viceministerio de Planificación y Desarrollo Hidrocarburífero tiene las siguientes competencias principales:

- Proponer la planificación integral del sector de hidrocarburos a mediano y largo plazo.
- Coordinar con los viceministerios e instituciones del sector las actividades relacionadas a la política hidrocarburífera y de medio ambiente.
- Proponer las bases y metodología para la planificación hidrocarburífera del país, en coordinación con los viceministerios y entidades dependientes y bajo tuición del ministerio.
- Formular y evaluar la política hidrocarburífera del país, velando por el uso eficiente de nuestros recursos.
- Proponer, formular y aplicar las estrategias para la integración hidrocarburífera regional.
- Implementar, desarrollar y administrar el sistema de información del sector de hidrocarburos y mantener actualizada la información estadística en el sector.
- Formular y velar por el cumplimiento de la política y normativa ambiental del sector de hidrocarburos.
- Administrar y gestionar el desarrollo del balance energético.
- Coordinar las relaciones comerciales y de mercados internacionales con las entidades del sector y sus homólogos en terceros países.
- Velar y fiscalizar la correcta aplicación del marco regulatorio vigente en el sector hidrocarburífero.

1.4.1.2 Objetivos de Gestión 2017

- Ejercer los procesos de formulación, seguimiento y evaluación de planes y/o políticas energéticas, identificando las prioridades de acuerdo al Sector Energético.
- Formular, implementar y promover planes y/o políticas de eficiencia energética que garanticen una producción y consumo racional, sostenible en armonía con el medio ambiente.
- Desarrollar y fortalecer la capacidad institucional implementándola de manera transparente, oportuna, eficaz y eficiente.
- Gestionar los recursos y viabilizar las acciones necesarias para la efectiva ejecución del PEI 2016 - 2020 del MH.

[1] DISPOSICIÓN FINAL SEGUNDA del Decreto Supremo 3070 : Se exceptúa al Ministerio de Hidrocarburos de la aplicación del Artículo 121 del Decreto Supremo N° 29894, debiendo asumir la Dirección General de Planificación y Desarrollo Hidrocarburífero, las funciones de la Dirección General de Planificación

1.4.1.3 Logros Alcanzados 2017

A. Plan Sectorial de Desarrollo Integral Hidrocarburos 2016 - 2020

El Plan Sectorial de Desarrollo Integral articula el conjunto de planificación que se realiza en el sector, incluyendo la planificación estratégica del Ministerio y de las entidades bajo tuición de forma coordinada con otros sectores, Entidades territoriales y organizaciones sociales del estado. Este instrumento de gestión se ha establecido mediante la Ley N° 777.

En fecha 22 de Enero de 2017 se emite el Decreto Supremo N° 3058 el cual modifica la estructura del Ministerio de Hidrocarburos y Energía creando el Ministerio de Energías, además de establecer su estructura, atribuciones y competencias. Posteriormente en fecha 1 de Febrero de 2017 se emite el Decreto Supremo N° 3070 que complementa al anterior Decreto Supremo además de establecer las atribuciones del Viceministerio de Planificación y Desarrollo Hidrocarburífero.

En cumplimiento a los decretos mencionados anteriormente, un primer documento denominado "Plan Sectorial de Desarrollo Integral de Hidrocarburos y Energía" fue reformulado a fin de responder a las funciones y competencias del actual Ministerio de Hidrocarburos.

Dentro de éste contexto, en la presente gestión, la estableció prioritariamente los objetivos de Elaboración y ajuste de un nuevo documento PSDI, acorde al Ministerio de Hidrocarburos, la emisión de un nuevo dictamen de compatibilidad y concordancia que responda al documento del Ministerio, la emisión de una resolución Ministerial de aprobación del documento y la evaluación al cumplimiento del Plan Sectorial de Desarrollo Integral Hidrocarburos.

B. Logros Alcanzados En La Gestión 2017 – PSDI

- Se realizaron las gestiones correspondientes ante el Órgano Rector para considerar, subsanar y/o rectificar el PSDI de este Ministerio.

- En fecha 10 de julio el MPD remitió el Dictamen de Compatibilidad y Concordancia del Plan Sectorial de Desarrollo del Ministerio de Hidrocarburos MPD/VPC/DGSPIE No. 008/2017, el cual concluye que el documento presentado es compatible y concordante con el Plan de Desarrollo Económico y Social 2016 – 2020 en el marco del Desarrollo Integral para Vivir Bien - PDES que en su texto señala: De la revisión del Plan Sectorial de Desarrollo Integral (PSDI) del Ministerio de Hidrocarburos, se concluye que el mismo es compatible y concordante con el Plan de Desarrollo Económico y Social 2016-2020 en el marco del Desarrollo Integral para Vivir Bien (PDES), según sus competencias y atribuciones, el mismo ha sido formulado de acuerdo a los lineamientos metodológicos para la formulación de Planes Sectoriales de Desarrollo Integral, por lo que corresponde el presente Dictamen de Compatibilidad de Concordancia.

- Se elaboró una metodología para la evaluación del Plan Sectorial de Desarrollo Integral 2016-2020 que plantea para el seguimiento y evaluación de la planificación a mediano plazo una metodología eficaz, periódica y eficiente que permita al usuario evaluar el porcentaje de cumplimiento en la ejecución de lo programado, un paso

primordial para proponer una posible reformulación para cumplir con las metas más importantes del PGDES, la metodología de evaluación al cumplimiento del PSDI 2016-2020 estructurada a partir de herramientas que facilitan el reporte a los responsables de la información así como la visualización de reportes por el usuario final.

- El seguimiento y evaluación a las entidades bajo tuición en la gestión 2016 se efectuó a partir de cada uno de los resultados tomando cada acción y sub acción de manera individual.

C. Estrategia Boliviana de Hidrocarburos

El propósito fundamental para la elaboración de la Estrategia Boliviana de Hidrocarburos es garantizar el abastecimiento del mercado interno a corto y mediano plazo, que cubra los compromisos de exportación actuales y los proyectos de industrialización prioritarios del país, cuantificando los remanentes disponibles para nuevos convenios de exportación de gas natural, como también de derivados de petróleo, bajo principios de sostenibilidad y racionalidad en el uso de los recursos hidrocarburiferos.

Se tiene programada la conformación de un equipo multidisciplinario, integrado por personal técnico especializado de cada viceministerio y entidades bajo tuición dependiente de esta cartera de estado para la gestión 2018, mismo que debe elaborar un documento capaz de identificar problemas y oportunidades mediante un diagnóstico de situación a nivel mundial, regional y nacional, sobre el cual se pueda establecer las bases para el diseño de las principales estrategias de hidrocarburos en Bolivia. Asimismo se pretende realizar el modelamiento de escenarios de Gas Natural y Petróleo para la diversificación de mercados. Por otra parte el documento debe identificar mercados potenciales a través de un análisis descriptivo de las iniciativas de integración energética y de los convenios binacionales existentes, a objeto de definir una política y estrategia del país bajo criterios económicos, políticos y de complementariedad regional, y, en el marco de la política exterior y los intereses nacionales.

1. ESTRATEGIA BOLIVIANA DE HIDROCARBUROS	1. **DIAGNÓSTICO MERCADOS REGIONALES** • Análisis del Entorno Regional de petróleo, gas natural y GNL a nivel regional **2. DIAGNÓSTICO DEL UPSTREAM** • Reservas de Hidrocarburos • Áreas de Exploración, • Inversiones en Exploración, • Contratos de servicios petroleros, estado de contratos actuales • Producción de gas natural y de Hidrocarburos Líquidos, • Inversión en Explotación, • Régimen Fiscal, Ingresos y Recaudaciones **3. DIAGNOSTICO DEL DOWNSTREAM** • Transporte de hidrocarburos • Comercialización de hidrocarburos líquidos • Refinación • Almacenaje • Márgenes de la cadena de hidrocarburos • Separación de líquidos • Precios del gas natural • Redes de gas natural • Gas natural vehicular • Inversiones en el Downstream **4. FORMULACIÓN DE ESTRATEGIAS TENTATIVAS** • Transporte de hidrocarburos • Comercialización de hidrocarburos líquidos • Refinación • Almacenaje • Márgenes de la cadena de hidrocarburos • Separación de líquidos • Precios del gas natural • Redes de gas natural • Gas natural vehicular • Inversiones en el Downstream

D. Sistema Integrado de Información Hidrocarburífera

Que de acuerdo a las atribuciones que contempla el Decreto Supremo 3070, en donde se establece que el VMPDH es responsable del Sistema Integral de información del sector de hidrocarburos; en este sentido, se emite el Instructivo MH-VMPDH-INST-004/2017 instruyendo la elaboración del plan de trabajo para el SIIH que contenga la siguiente información:

- Matriz de información relevante de la cadena de Hidrocarburos
- Metodología de seguimiento y llenado de la información de la matriz

- Sistema Informático que exprese los datos a requerimiento de un usuario considerando las variables más usuales del sector.

Objetivo

Fortalecer el análisis y diagnóstico periódico del sector Hidrocarburífero, cuantificando la oferta, demanda, transformación y comercialización al interior y exterior del país; así como las capacidades de producción, procesamiento, transporte, almacenamiento y precios, considerando su evolución histórica y proyección a futuro para la toma de decisiones.

Alcance

Desarrollar una herramienta de análisis técnico para el Sector de Hidrocarburos, capaz de registrar, organizar y reportar series históricas para la identificación de problemas y posibles oportunidades a partir de nuevos paradigmas económicos, políticos, sociales y tecnológicos.

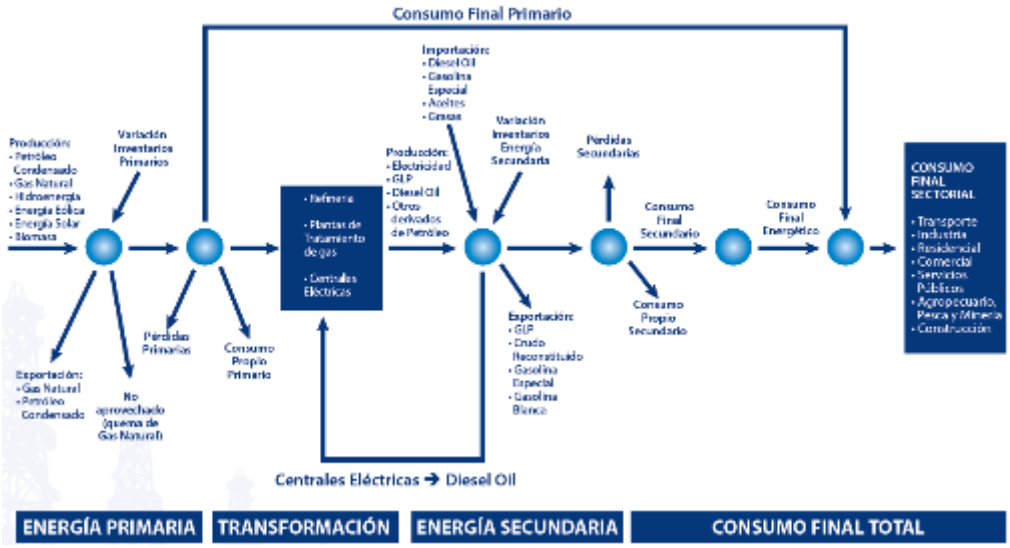
La MUI debe ser alimentada por todas las entidades que estructuran el sector (Viceministerios, YPFB, ANH, EBIH, Otras) las cuales en coordinación con el VMPDH remitan información periódica (diaria o mensual) según corresponda.

La información debe ser transformada para coincidir con la estructura del SIIH pasando por una etapa de recodificación y adecuación de formato. Ya con el formato debidamente adecuado se procede a la inserción de registros que alimenten la base de datos.

E. Balance Energético Nacional 2001-2016

Que de acuerdo a Decreto Supremo N. 3070 de fecha 01 de febrero de 2017, Artículo 61, inciso (h) otorga al Viceministerio de Planificación y Desarrollo Hidrocarburífero el de Administrar y gestionar el desarrollo del Balance Energético, para lo cual se procedió con la estandarización/normalización de variables e información estadística según metodología internacional generalmente aceptada. En este sentido la información fue organizada según los siguientes criterios:

Metodología de análisis y procesamiento: Hace referencia al uso de la metodología de análisis más apropiada que identifica conceptos, definiciones, reglas de procesamiento de información y supuestos de ajuste estadístico.



- **Periodo de referencia:** Identifica al periodo respectivo que es sujeto de estudio y análisis comparativo temporal. El Balance Energético Nacional BEN fue elaborado para la gestión 2016p.

- **Estabilidad temporal del dato:** Hace referencia al periodo de estudio bajo investigación. En este sentido la serie de tiempo anual del BEN corresponde al periodo 2001-2016p.

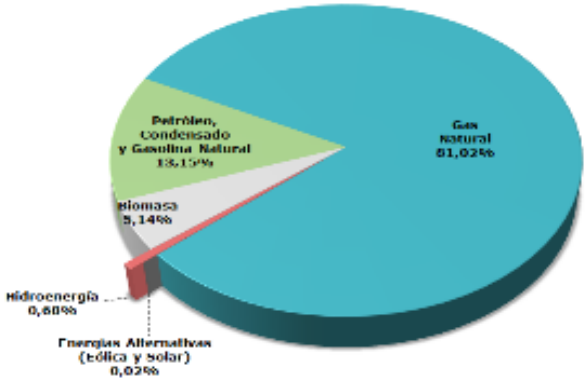
- **Características de clasificación de variable:** Cada ámbito de análisis del BALANCE ENERGÉTICO NACIONAL tiene sus propias particularidades, motivo por el cual la información debe ser categorizada según:

Ámbito de estudio: Los ámbitos de estudio del Balance Energético son: Oferta Energética, Proceso de Transformación, Demanda y/o Consumo Energético.

- **Tipo de variable:** Permite categorizar las variables de estudio en función de conceptos y definiciones generalmente aceptados.
- **Unidad de medida:** Nivel de categorización de la información que permite la agregación de valores parciales, previa normalización y uso de calibradores o equivalencias estadísticas.
- **Nivel de desagregación:** Determina los subniveles de uso de la información estadística, con fines de desarrollar estudios específicos (en este caso Balances Energéticos Departamentales).

Para la elaboración de las estadísticas se utilizó información que cumpla con los requerimientos establecidos, con mayor énfasis en el nivel de desagregación. En el caso de la información remitida por YPFB y ANH, obteniendo para tal efecto los siguientes resultados que serán plasmados en el documento del Balance energético nacional 2016.

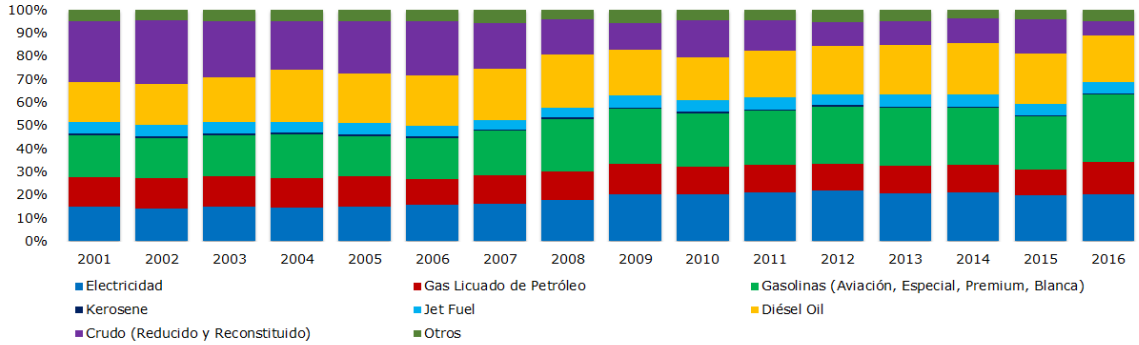
Participación porcentual en la Producción de Energía Primaria por Energético, 2016



Desde el año 2014, Bolivia ha comenzado a diversificar su producción de energía primaria, con la incorporación de energías alternativas (eólica y solar), situación que le permite ampliar el aprovechamiento de recursos naturales (con bajo impacto en el medio ambiente).

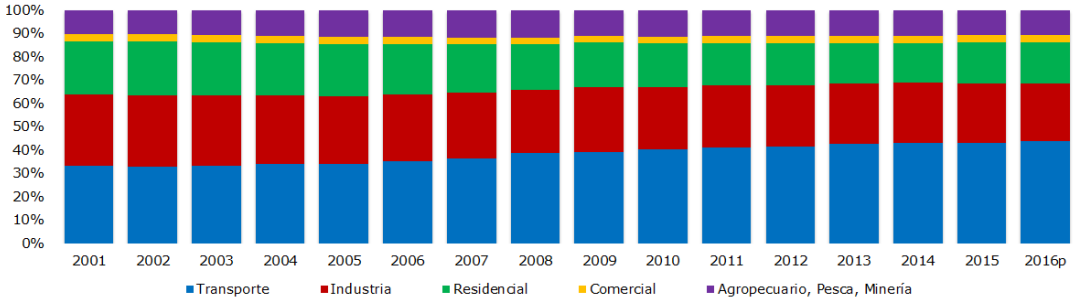
En el año 2016 la participación de porcentual de energías alternativas alcanzó al 0,02%, Biomasa 5,14% e Hidroenergía a 0,68%.

Estructura porcentual de la producción de Energía secundaria, 2001-2016



La producción de Electricidad ha mostrado mayor participación en la producción de energía secundaria alcanzando a 9.498 GigaWatts (5.885 Kbep). Por otro lado, en el caso de Diésel Oíl, aunque es importante en la estructura, su oferta también depende de los volúmenes de importación del energético.

Porcentaje de participación en el Consumo Final Energético por Sector Económico, 2001-2016



En cuanto a la estructura del consumo por sectores, Transporte presentó una participación creciente en el consumo, pasando de 33,09% a 43,75% entre los años 2001-2016. Los sectores de Industria y Residencia disminuyeron su participación en el consumo energético (24,80% y 17,44% respectivamente en el año 2016). El sector Comercial incrementó su participación en el consumo a 3,36% (siendo electricidad el energético de mayor consumo).

F. RELACIONAMIENTO E INTEGRACIÓN HIDROCARBURÍFERA

FORO DE LA IV CUMBRE DE JEFES DE ESTADO Y GOBIERNO DE LOS PAÍSES EXPORTADORES DE GAS - FPEG 2017

Antecedentes

Del 21 al 24 de Noviembre del presente año se desarrolló en la ciudad de Santa Cruz de la Sierra del Estado Plurinacional de Bolivia, la IV Cumbre del Foro de Países Exportadores de Gas (FPEG), ocasión en la cual Bolivia fue país miembro anfitrión, dada la importancia de dicho evento la organización se coordinó desde inicios de la gestión 2017 siendo los Ministerios anfitriones, el Ministerio de Relaciones Exteriores y el Ministerio de Hidrocarburos del Estado Plurinacional de Bolivia.

Nuestro país fue sede de la IV Cumbre del FPEG saludando la Declaración firmada en la última Cumbre de Jefes de Estado y de Gobierno del Foro de Países Exportadores de Gas, celebrada en Teherán- República Islámica de Irán, el 23 de noviembre de 2015, donde se acordó realizar la IV Cumbre del Foro en la ciudad de Santa Cruz de la Sierra del Estado Plurinacional de Bolivia del 21 al 24 de noviembre de 2017.

El presidente boliviano, Evo Morales Ayma, participó en el encuentro donde presentó formalmente la candidatura del país para recibir a los miembros del Foro en la próxima edición de la reunión. Rusia, Irán, Qatar, Argelia, Bolivia, Egipto, Guinea Ecuatorial, Libia, Nigeria, Trinidad y Tobago, Venezuela y Emiratos Árabes —países de pleno derecho— Holanda, Irak, Omán, Perú, Noruega, Kazajistán y Azerbaiyán —observadores— conformando las naciones miembros FPEG.

Bolivia como Miembro y Anfitrión de la IV Cumbre del Foro de Países Exportadores de Gas, dio cumplimiento a la política de integración que se sustenta en el Pilar 7 de la Agenda Patriótica "*Soberanía sobre nuestros recursos naturales" entendiendo que, para el 2020 el Estado boliviano habrá fortalecido su rol como centro articulador de la integración hidrocarburífera regional, avanzando en acuerdos de integración, internacionalización de las empresas estratégicas y creación de corredores de exportación, en el objetivo de constituir a Bolivia en el "Centro Energético Regional"."*

Bolivia sentó un hito histórico al ser anfitrión de la IV Cumbre de Jefes de Estado y Gobierno de Países Exportadores de Gas, nuestro país recibió la visita de Jefes de Estado, Ministros de Hidrocarburos, Energía y Petróleo de los principales países exportadores de gas del mundo, asimismo la presencia de CEO´s y principales ejecutivos de las empresas hidrocarburíferas más importantes del mundo.

Por primera vez un país sudamericano como Bolivia fue el centro del debate sobre el futuro del gas, sus mercados, posibilidades de expansión, convenios para producción y venta de este recurso que es considerado la energía del futuro; nuestro país como anfitrión consolidó una vez más la soberanía de nuestros recursos naturales y la intención de convertirse en el Centro Energético Regional y país referente de Latinoamérica a nivel mundial.

Una de las novedades de este Foro fue sin duda el Seminario Internacional sobre la importancia y necesidad de reconocer el Gas como la energía del futuro por su poca incidencia en la atmósfera y la expansión de su uso, generando un interés internacional que

reunió por primera vez a los principales ejecutivos de las empresas más importantes del mundo, a mi criterio el evento fue exitoso y cumplió con las expectativas esperadas.

Por otra parte, concluyo que para nuestro país Bolivia tal vez la instancia de mayor importancia fue la Reunión de la Mesa Redonda en la cual nuestro Ministro de Hidrocarburos, Luis Alberto Sánchez presento el Atlas Hidrocarburífero de Bolivia a las empresas y gobiernos más importantes del mundo dentro del sector; resultado de esta estrategia planteada por nuestro Ministro para captar inversiones en el sector hidrocarburífero, se firmaron 6 acuerdos de cooperación e intercambio con Rusia con el objetivo de fortalecer la colaboración en materia de hidrocarburos, exploración y explotación de yacimientos de gas e intercambio tecnológico; también se certificaron declaraciones conjuntas sobre la negociación de contratos de servicios petroleros de exploración y producción en las áreas de Vitacua y la Ceiba; también se añadieron convenios para la exploración y explotación de tres áreas de yacimientos de gas en las zonas de Iñiguazu, San Telmo y Astilleros.

Mesa Redonda – Presentación del Atlas Hidrocarburífero de Bolivia

Esta importante reunión contó con la presencia del Excmo. Evo Morales Ayma, Presidente del Estado Plurinacional de Bolivia, Excmo. Luis Alberto Sánchez Fernández y Excmo. Fernando Huanacuni Mamani; Ministros de Hidrocarburos y Relaciones Exteriores respectivamente del Estado Plurinacional de Bolivia.

También se tuvo la presencia de 4 Ministros extranjeros: Sr. Mustapha Guitoni, Ministro de Energía y Minas de Argelia; Sr. Gabriel M. Obiang Lima, Ministro de Minas e Hidrocarburos de Guinea Ecuatorial; Sr. Bijan Namdar Zanganeh, Ministro de Petróleo de Irán y Sr. Franklin Khan, Ministro de Energía e Industrias Energéticas de Trinidad y Tobago.

Este importante evento, tuvo la asistencia de las 20 empresas más importantes a nivel mundial del sector: REPSOL; PETRAM OIL&GAS; SONATRACH; YPFB; TOTAL; GAZPROM; SHELL; PETROBRAS; OSIES; PDVSA; SONAGAS; HALLIBURTON; JAGUAR EXPLORATION; PLUSPETROL; PAE; YPFB ANDINA; YPFB CHACO; PETROPAR Y HUNT OIL COMPANY.

La reunión se desarrolló acorde a la agenda programada que dio inicio con el discurso de apertura por parte del Secretario General del FPEG, Seyed Mohammad Hossein Adeli; posteriormente el acto central fue la presentación del Atlas Hidrocarburífero de Bolivia por el Ministro de Hidrocarburos Ing. Luis Alberto Sánchez; una vez concluida la presentación se procedió a la ronda de consultas y posterior suscripción de Convenios de Estudio y Memorandos de Entendimiento de manera oficial en conferencia de prensa.

Primer Seminario Internacional del Foro de Países Exportadores de Gas

El Seminario Internacional fue uno de los eventos más esperados porque fue la primera vez que se lo realiza dentro del marco de la Cumbre del FPEG; el mismo se llevó a cabo en el Centro Internacional de Convenciones FEXPOCRUZ, El Seminario se desarrolló acorde al programa general y contó con la participación en paneles de 4 Ministros de Estado; 2 Organismos Internacionales y 14 directivos de las empresas más importantes a nivel mundial del sector; al seminario acudieron alrededor de 1.000 invitados.

Temas tratados

- Panorama del Gas Natural: Oferta y Demanda, Perspectivas a Corto y Largo Plazo.

- Rol y Contribución del Gas Natural para Alcanzar Objetivos de Desarrollo Sostenible.
- Mercados de Gas Natural: Precios y Optimización de Costos.

Una vez concluidos los 3 paneles, se dieron las Conclusiones que estuvieron a cargo del Vicepresidente del Estado Plurinacional de Bolivia, Álvaro García Linera.

IV Cumbre de Jefes de Estado y Gobierno del Foro de Países Exportadores de Gas

El día 24 de noviembre se desarrolló el evento principal que fue la IV Cumbre de Jefes de Estado y Gobierno del Foro de Países Exportadores de Gas. Para esta Cumbre llegaron a nuestro país los Presidentes de Guinea Ecuatorial y Venezuela; también arribó el Vicepresidente de la República Islámica de Irán; asimismo estuvieron presentes los Ministros de Hidrocarburos, Energía y/o Petróleo de: Argelia, Bolivia, Egipto, Guinea Ecuatorial, Irán, Qatar, Rusia, Venezuela, Trinidad y Tobago, Omán y Azerbaiyán y los Representantes de: Nigeria, Libia, Emiratos Árabes Unidos, Irak, Kazajistán y Perú. La Reunión fue presidida por su el presidente del Estado Plurinacional de Bolivia Evo Morales Ayma.

Entre los temas tratados estuvo la adopción de la agenda de la 4ta reunión del FPEG. Se realizó la presentación del borrador final de la Declaración de Santa Cruz de la Sierra por parte del Ministro de Hidrocarburos, Luis Alberto Sánchez; una vez presentada se procedió a la votación unánime por parte de los presentes para concluir en la adopción de la Declaración de Santa Cruz.

Comisión Intergubernamental Boliviana-Rusa de Cooperación Económica y Comercial- Avances Gestión 2017

Los días 29 y 30 de mayo de 2017, en la ciudad de Moscú, tuvo lugar la II Reunión de la Comisión Intergubernamental Boliviana-Rusa de cooperación Económico, Comercial, con la participación de Representantes del Ministerio de Hidrocarburos, en calidad de Co Presidente de la parte boliviana de la citada Comisión, asimismo, participaron Representantes de Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos, de la Agencia Nacional de Hidrocarburos, del Ministerio de Energía y del Ministerio de Relaciones Exteriores.

Como resultado de la citada reunión se destacan los siguientes temas en el área de Hidrocarburos:

1. Se acordó realizar proyectos conjuntos en materia de hidrocarburos.

2. La Partes apoyaron el desarrollo del uso de combustibles para motores de gas en Bolivia, asimismo, apoyaron a la cooperación de realización de los proyectos para los sectores Ipati, Aquio y Azero.

3. Se destacó la importancia de la realización de proyectos relativos al uso del combustible para motores de gas, producción de los cilindros de gas de alta presión y equipamiento correspondiente en el territorio de Bolivia.

4. La Parte Rusa informo sobre el interés de la Compañía rusa Zarubeznet de cooperar con la compañía boliviana petrolera estatal YPFB en las actividades de exploración y explotación de los hidrocarburos.

Logros 2018

Organización de la III Reunión de la Comisión Intergubernamental Boliviana-Rusa de cooperación económico y comercial, a efectuarse en el Estado Plurinacional de Bolivia, en coordinación con el Ministerio de Relaciones Exteriores y la Embajada de la Federación de Rusia en Bolivia, la cual tiene como objetivo realizar el seguimiento a la ejecución de los proyectos de cooperación bilateral que se tiene con el Gobierno de la Federación de Rusia y analizar otros temas de interés mutuo.

Consejo Energético Suramericano de la Unión de Naciones Suramericanas – UNASUR-Avances Gestión 2017

El Viceministerio de Planificación y Desarrollo Hidrocarburífero, a través de la Dirección General de Planificación y Desarrollo Hidrocarburífero, realizó el Plan de Acción para la gestión 2018-2019 del Consejo Energético Suramericano del UNASUR, con los temas propuestos para el Sector de Hidrocarburos.

Logros 2018

Con la coordinación del Ministerio de Relaciones Exteriores y el Ministerio de Energías se efectuará la ejecución del Plan de Acción 2018-2019 del Consejo Energético Suramericano de UNASUR.

Organización Latinoamericana de Energía-Olade - Avances Gestión 2017

El Estado Plurinacional de Bolivia, a través del Ministerio en calidad de Coordinador Nacional de Bolivia ante OLADE, logró los siguientes resultados:

1. Participación de la XLVIII y XLIX Reuniones de la Junta de Expertos, efectuada en esta gestión 2017 en la ciudad de Quito- Ecuador y de Buenos Aires Argentina.

2. Participación de la XLVII Reunión de Ministros, realizada en la ciudad de Buenos Aires – Argentina, con la participación del Ministro de Hidrocarburos, en la que se aprobaron los siguientes temas:

   - Informe Final de la XLIX Reunión de la Junta de Expertos.
   - Comunicado de la XLVII Reunión de Ministros de OLADE.
   - Aprobación de 15 Decisiones Ministeriales, como ser: Informe de Auditoria de año 2016, Balance General, Estados Financieros y Selección de Firma Auditora, año 2017, aprobación del Presupuesto OLADE 2018, Reforma a Mecanismos para Fortalecimiento de Capacidades, etc.

OLADE efectuado Cursos de Capacitación Energética Virtual – CAPEV, en los que se beneficiaron 216 Funcionarios del Ministerio de Hidrocarburos y Entidades bajo tuición.

Logros 2018

Seguimiento a la ejecución de los compromisos asumidos en la Reunión de Ministros y de la Junta de Expertos en la gestión 2017.

Designación oficial a la Secretaria Permanente de OLADE del Supervisor CAPEV del Ministerio de Hidrocarburos ante OLADE.

Designación y formalización del Asesor del Sistema de Información Estadística Energética - SIEE y Asesor del Sistema de Información Energética Legal-SIEL como Puntos Focales del Ministerio de Hidrocarburos de Bolivia ante OLADE.

Documentos Bilaterales - Gestión 2017

Bolivia-Brasil

En fecha 25 de Julio de 2017 se firmó el Memorando de entendimiento de Cooperación en materia de Hidrocarburos entre la compañía Mato-Grosso de Gas S.A. (MTGAS) y Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB). El objeto de dicho documento es Analizar la viabilidad técnica y económica para la conformación de una sociedad empresarial entre las partes, en el Estado de Mato Grosso, generar y promover sinergias estratégicas entre partes, con la finalidad de comercialización de gas natural en el Estado de Mato Grosso.

Bolivia – Argentina

- El 25 de Julio de 2017, en la ciudad de Santa Cruz de la Sierra, la Estatal Petrolera YPFB firmó con YPF Argentina la ratificación del Contrato de Servicios Petroleros para el área Charagua, con el objetivo de que YPF invierta más de $us 1.200 millones en el Proyecto de Charagua del Departamento de Santa Cruz, que tiene potencial de 2.7 trillones de pies cúbicos (TCF´s).

- Asimismo, YPFB con YPF firmaron la Vigencia del Contrato de Servicios Petroleros para el área Itacaray y Aguaragüe Centro entre YPFB Chaco y YPFB.

- El 25 de Julio de 2017, en la ciudad de Santa Cruz de la Sierra, YPFB con la Empresa REFINOR firmó un Memorándum de Entendimiento para la venta de gas natural y Gas Licuado de Petróleo (GLP), cuyo objetivo es establecer un marco general para el intercambio y cooperación en materia de comercialización de Gas Natural y Gas Licuado de Petróleo por parte de YPFB a REFINOR. Existe la oportunidad de vender 3MMmcd más y un interés de compra de 240.000 toneladas métricas (TM) de GLP al año, a través del gasoducto de REFINOR.

Bolivia- Paraguay

El 25 de Julio de 2017, en la ciudad de Santa Cruz de la Sierra, se firma el Memorándum de Entendimiento de Cooperación para el Intercambio y Promoción de Inversiones Recíprocas en Materia de Hidrocarburos, suscrito por el Ministro de Hidrocarburos del Estado Plurinacional de Bolivia y por el Ministro de Industria y Comercio de la República del Paraguay, cuyo objetivo es establecer el Marco General de Cooperación, para el intercambio y promoción de inversiones recíprocas en materia de hidrocarburos entre las Partes, profundizar el análisis de la factibilidad técnica y económica para la venta de Gas Natural.

Asimismo, el 25 de Julio de 2017, en la ciudad de Santa Cruz de la Sierra, la Estatal Petrolera YPFB suscribió con Petróleos Paraguayos (PETROPAR) un Memorándum de Entendimiento que establece el marco general de cooperación para la comercialización de GLP, construcción y operación de una planta de engarrafado y la construcción de Redes de Gas Natural en el país vecino.

Bolivia-Perú

El 25 de Julio de 2017, en la ciudad de Santa Cruz de la Sierra, La Estatal Petrolera YPFB con PLUSPETROL firmó un Convenio de Confidencialidad con el objetivo de compartir información relevante de las cuencas de Madre de Dios, Ucayali y Subandina en Perú y de las cuencas Madre de Dios y Subandina en Bolivia, en esta cuenca YPFB está desarrollando un proyecto de sísmica.

Asimismo, intercambiaran experiencia y conocimientos de Ambos países en beneficio de los mismos.

Bolivia-Rusia

El 25 de Julio de 2017, en la ciudad de Santa Cruz de la Sierra, YPFB con GAZPROM, firmó un Acuerdo de Intenciones para el Bloque Vitacua y la Ceiba, que pretende establecer los mecanismos y condiciones para realizar todas las gestiones necesarias, que permitan gestionar la autorización y aprobaciones correspondientes para suscribir el contrato de Servicios Petroleros para exploración y explotación sobre las áreas mencionadas.

El 07 de octubre de 2017, en la ciudad de San Petesburgo- de la Federación de Rusia, el Ministerio de Hidrocarburos y Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB), firmaron un Memorándum de Entendimiento con la petrolera Rusa GAZPROM Marketing & Trading y GAZPROM Internacional, con el objetivo de conformar de una Empresa Mixta de Comercialización de Gas y satisfacer la creciente demanda de gas que tienen los países vecinos (Argentina y Brasil).

Bolivia-Guinea Ecuatorial

El 23 de Octubre de 2017 en la ciudad de la Paz, se suscribió el Memorándum de Entendimiento de Cooperación en Materia de Hidrocarburos entre el Ministerio de Hidrocarburos de Bolivia y el Ministerio de Minas e Hidrocarburos la República de Guinea Ecuatorial con el objetivo de generar y promover sinergias entre la Partes, analizar, evaluar y planificar inversiones en hidrocarburos en ambos territorios de ambos países en el marco normativo aplicable a las Partes.
Intercambiar experiencias, información y conocimientos, buenas prácticas sobre planificación e institucionalidad, asesoramiento, capacitación y entrenamiento específico relacionados al sector de hidrocarburos.
Asimismo, elaborar e implementar programas específicos y planes de trabajo; y promover programas de formación, entrenamiento y de capacitación.

1.4.2 Dirección General De Gestión Socio Ambiental

1.4.2.1 Introducción

El Ministerio de Hidrocarburos ejerce su rol de Organismo Sectorial Competente (OSC) a través de la Dirección General de Gestión Socio Ambiental, en cumplimiento de la

Legislación Ambiental vigente (Ley de Hidrocarburos N° 3058, Ley de Medio Ambiente N° 1333 y Reglamentos).

En el marco de la Legislación Ambiental vigente, la Dirección General de Gestión Socio Ambiental tiene las siguientes atribuciones y obligaciones:

- Evaluar los Instrumentos de Regulación de Alcance Particular (IRAP's), debido a que estos documentos ambientales, permiten la viabilización de las Licencias Ambientales y por consiguiente el inicio de las Actividades, Obras o Proyectos (AOP's) hidrocarburíferos y de electricidad. **(Prevención y Control Socioambiental)**
- Realizar el seguimiento y control a las actividades, obras o proyectos hidrocarburíferos y de electricidad, posterior a la otorgación de la Licencia Ambiental, en coordinación con la Autoridad Ambiental Competente. **(Seguimiento y Control Socio Ambiental)**
- Desarrollar el proceso de Consulta y Participación, como Autoridad Competente, con las Naciones y Pueblos Indígenas Originarios Campesinos, de los proyectos hidrocarburíferos, en el marco de la Ley de Hidrocarburos Nº 3058 y el Decreto Supremo Nº 29033, 2298 y otros complementarios. (**Consulta y Participación)**

i. **Prevención y Control Socioambiental**

La evaluación de los Instrumentos de Regulación de Alcance Particular (IRAP's). Los IRAP's son documentos técnico-legales, en los cuales se identifican los probables Impactos Ambientales y se proponen Medidas de Prevención y Mitigación para la protección del medio ambiente.

ii. **Seguimiento y Control Socio Ambiental**

El Organismo Sectorial Competente realiza el seguimiento y control a las actividades, obras o proyectos hidrocarburíferos y de electricidad, posterior a la otorgación de la Licencia Ambiental, mediante la evaluación de Informes de Monitoreo Ambiental (IMAs) con diferentes periodicidades de acuerdo a la naturaleza y magnitud de las AOPs del sector. Además de inspecciones programadas en coordinación con la Autoridad Ambiental Competente cuando se trata de inspecciones programadas, sin embargo, el OSC también realiza inspecciones de oficio, las mismas que se plasman en los respectivos informes de seguimiento; así también se realizan inspecciones por denuncias o contingencias.

iii. **Consulta y Participación**

Como Autoridad Competente, la Dirección General de Gestión Socio Ambiental desarrolla el proceso de Consulta y Participación con las Naciones y Pueblos Indígenas Originarios Campesinos y Comunidades Campesinas, de los proyectos hidrocarburíferos, en el marco de la Ley de Hidrocarburos Nº 3058, el Decreto Supremo Nº 29033 promulgado el 16 de febrero de 2007, y el Decreto Supremo N°2298 modificatorio del Reglamento de Consulta y Participación para Actividades Hidrocarburífera, promulgado el 18 de marzo de 2015.

El Proceso de Consulta y participación se realiza para aquellas AOPs hidrocarburíferas que han sido categorizadas con categoría I y que al mismo tiempo sobreponen sus actividades con Pueblos Indígenas Originarios Campesinos y/o Comunidades Campesinas. Sin embargo, adicionalmente a estas condiciones, la empresa a cargo de la AOP, debe cumplir con los procedimientos formales y presentar el Documento de Información Pública – DIP y solicitar la formulación del Plan de Consulta.

1.4.2.2 Objetivos de gestión 2017

El objetivo principal de la Dirección General de Gestión Socio Ambiental para la gestión 2017 es Implementar y promover la Gestión Socioambiental y Social del Uso de los Recursos Energéticos. Para éste fin se han planteado objetivos específicos como ser:

- Licenciamiento ambiental de Proyectos Estratégicos Del Sector Hidrocarburífero
- Seguimiento y Control de la Gestión de Pasivos Ambientales
- Ejecutar los Procesos de Consulta y Participación a los TIOC´s por AOP´s hidrocarburíferos promovidos por empresas privadas y/o subsidiarias

1.4.2.3 Logros 2017

i. **Prevención y Control Socioambiental**

En el análisis estadístico de la evaluación de IRAP's se aprecia un promedio similar que se evalúa año a año desde el 2012 al 2015. Se debe tomar en cuenta que en los años 2012 y 2013 no se contabilizaban los LASP por separado de los otros instrumentos.

Cuadro Estadístico de Evaluación de IRAP's 2012 – 2017

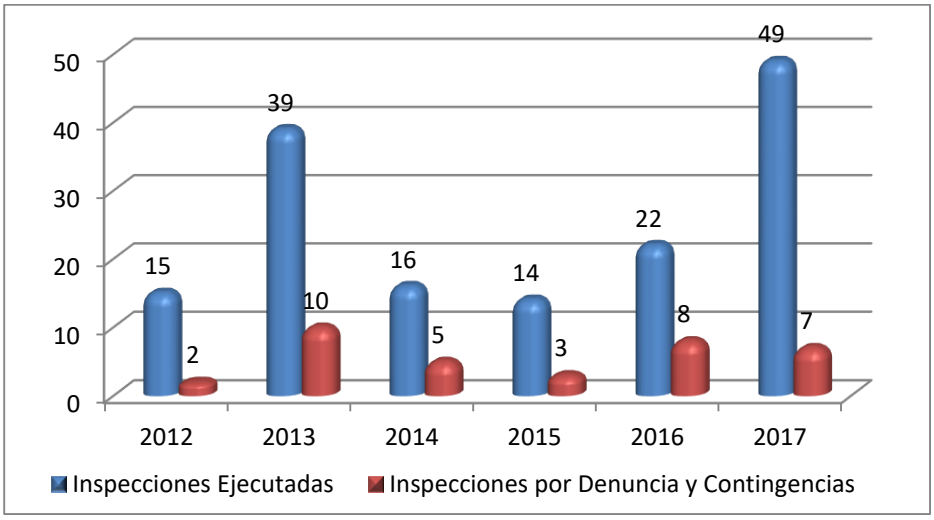
IRAPs	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Ficha Ambiental	276	269	333	280	307	680
Manifiesto Ambiental	213	156	144	139	190	345
PPM-PASA	156	150	160	148	189	565
Estudio de Evaluación de Impacto Ambiental	40	36	40	37	67	28
Adenda	75	91	84	68	94	285
Renovación e Integración de Licencias Ambientales	15	19	119	41	42	10
Actualización de Licencias Ambientales	48	50	30	6	10	0
IMAS de Seguimiento y Control	301	192	746	458	485	847
TOTALES	**1124**	**963**	**1656**	**1177**	**1384**	**2760**

ii. **Seguimiento y control socio ambiental**

De acuerdo al análisis de datos desde la gestión 2012 a 2017, se han registrado las inspecciones realizadas a las diferentes AOPs hidrocarburíferas que se encuentran en operación, tomando en cuenta las inspecciones programadas con la Autoridad Ambiental competente, como las programas por el OSC. De igual manera se han considerado las inspecciones realizadas por contingencias y/o denuncias.

ACTIVIDAD	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Inspecciones Ejecutadas	15	39	16	14	22	49
Inspecciones por Denuncia y Contingencias	2	10	5	3	8	7
TOTALES	**17**	**49**	**21**	**17**	**30**	**56**

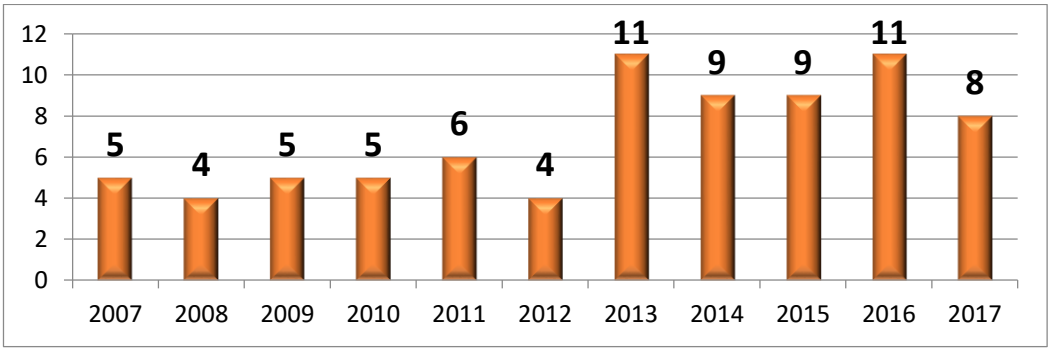
Inspecciones de Seguimiento y Control 2012 al 2017



iii. **Consulta y Participación**

El 16 de febrero de 2007 se promulgo el Decreto Supremo N° 29033 – Reglamento de Consulta y Participación para Actividades Hidrocarburíferas, el mismo describe el procedimiento para consultar a los Pueblos Indígenas Originarios y Comunidades Campesinas cuando se pretenda realizar una actividad hidrocarburífera en su territorio. Y D.S. 2298 Decreto modificatorio

77 PROCESOS DE CONSULTA Y PARTICIPACIÓN 2007 - 2017



i. Prevención y Control Socioambiental

La DGGSA, mediante el análisis, revisión y verificación del cumplimiento de los Instrumentos de Regulación de Alcance Particular (IRAP's), lleva adelante la gestión ambiental del Sector Hidrocarburos permitiendo el desarrollo de las actividades, obras o proyectos (AOPs) dentro del marco establecido en la normativa ambiental vigente.
En la gestión de 2017, se evaluaron un total de 2750 IRAP's de Prevención y Control, que se desglosan de la siguiente manera:

IRAP'S EVALUADOS EN LA GESTIÓN 2017

TIPO DE IRAP	TOTAL
Fichas Ambientales	680
Manifiestos Ambientales	345
PMM-PASA	565
Adendas	285
EEIAs	28
Renovaciones e Integraciones	10
IMAs de Seguimiento y Control	847
TOTAL	**2760**

Cabe resaltar que durante este periodo se evaluó el 100% de los IRAPs ingresados a esta Dirección; los mismos que permiten viabilizar las Licencias Ambientales de las AOPs del sector. Por otro lado, debido a que los IRAPs tienen tiempos de atención obligatorios establecidos en el D.S. Nro. 29595, promulgado el 11 de junio de 2008. Se realizó la atención de los mismos con la colaboración de los profesionales del área de Seguimiento y Control de esta Dirección.

ii. Seguimiento y control socio ambiental

Durante la presente gestión se realizaron varias actividades de Apoyo técnico-ambiental de acuerdo al siguiente detalle:

INSPECCIONES TÉCNICO – AMBIENTALES GESTIÓN 2017

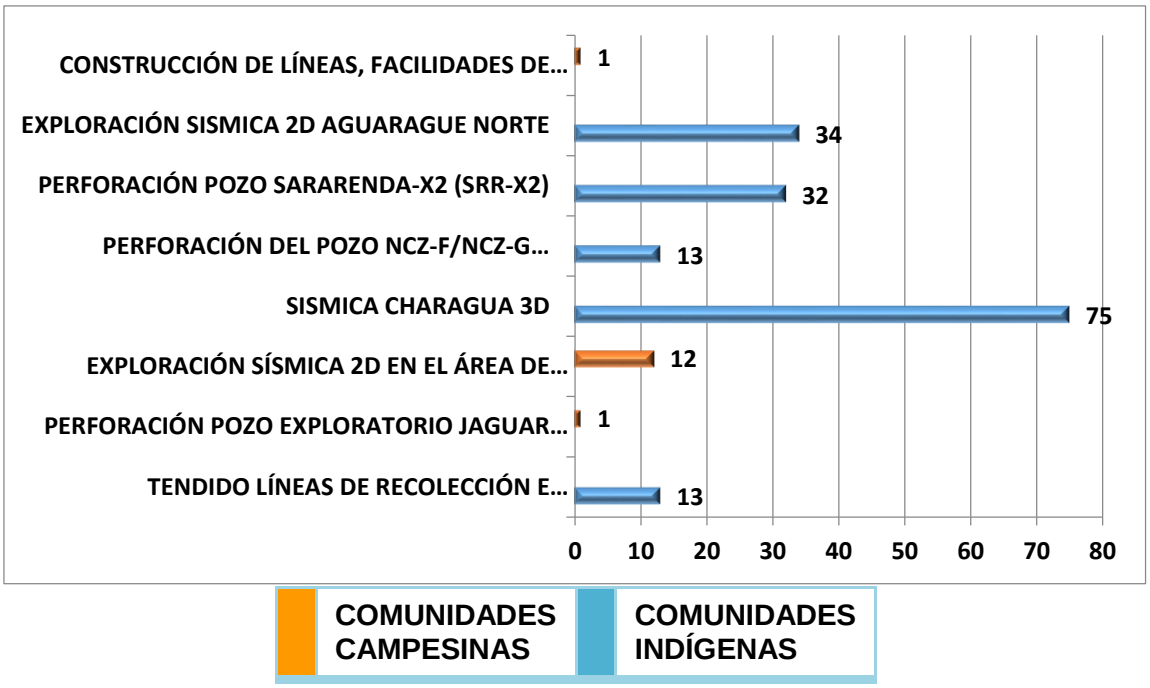
ACTIVIDADES	CANTIDAD
AOPs Inspeccionados, Programados	49
Conformidad Técnico Ambiental por Cierre y Abandono de AOPs	9
Atención de Documentos por Contingencias de Derrames de Hidrocarburos	39
Inspecciones de Seguimiento y Control por Denuncia o Contingencia	7
Conformidad Técnico - Ambiental y Social por Cierre de Contingencias por Derrame de Hidrocarburos	4

Conformidad Técnico - Ambiental y Social a Remediación de Pasivos Ambientales Hidrocarburíferos	55
Inspecciones de Seguimiento y Control a Empresas con Pasivos Ambientales Hidrocarburíferos	5
TOTALES	**168**

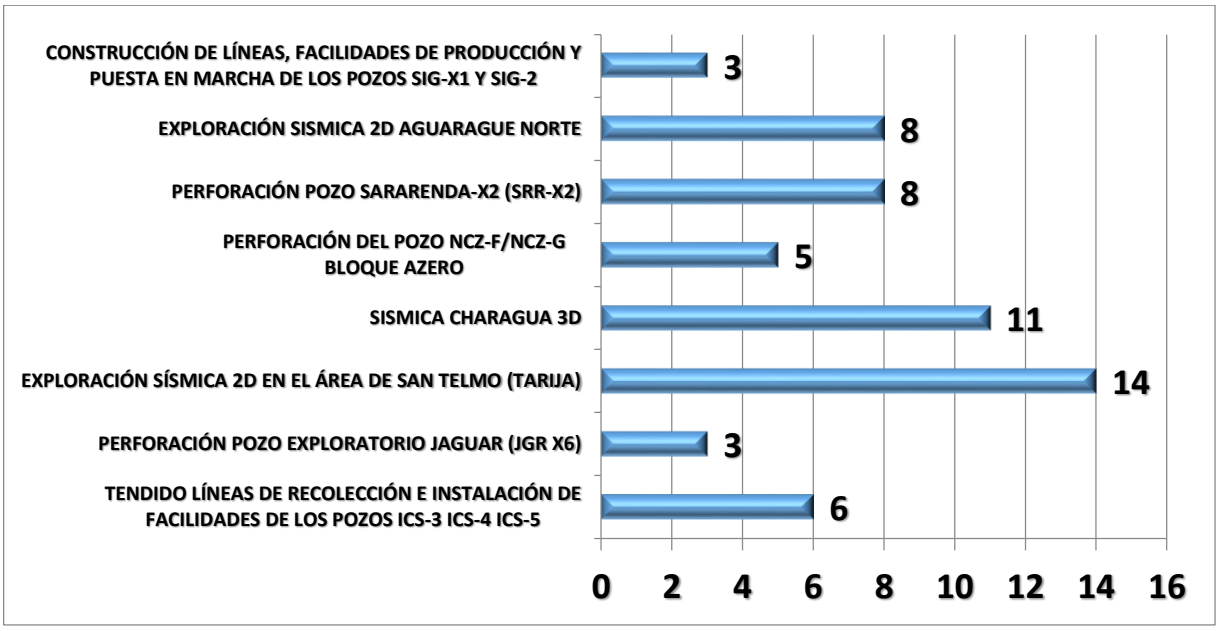
iii. **Consulta y Participación**

En la gestión 2017 se han desarrollado los procesos de Consulta y Participación en todas sus fases de Convocatoria, Planificación, Ejecución y Concertación, de acuerdo al siguiente detalle:

Comunidades Campesinas e Indígenas Consultadas 2017



NÚMERO DE EVENTOS REALIZADOS - 2017



El monto de inversión para Consulta y Participación asciende a más de 5,3 MM de Bolivianos lo que representa el 0,21 % de la inversión de los proyectos (Gestión 2017: 5.370 MM de Bs)

1.4.2.4 Logros 2018

- Optimizar la Gestión Ambiental para viabilizar el desarrollo de Actividades, Obras o Proyectos, mediante la evaluación del 100 % de Instrumentos de Regulación de Alcance Particular (IRAP´s) del sector Hidrocarburos y Electricidad.
- Realizar el Seguimiento y Control Ambiental a las Actividades, Obras o Proyectos Hidrocarburíferos y de Electricidad, mediante la realización del 100 % de inspecciones programadas y por contingencias.
- Realizar el 100 % de los procesos de Consulta y Participación con los Pueblos Indígenas, Originarios y Comunidades Campesinas, respetando los principios de Veracidad, Integralidad, Oportunidad, Participación y Transparencia.
- Participar, coadyuvar y viabilizar la solución del 100 % de los conflictos que se presenten en el sector de Hidrocarburos.

1.4.3 Dirección General De Control Y Fiscalización

1.4.3.1 Introducción

La Dirección General de Control y Fiscalización por imperio de lo dispuesto por el Decreto Supremo N° 0071 de 9 de abril de 2009, el Decreto Supremo Nº 29894 de 7 de febrero de 2009, el Decreto Supremo Nº 3058 de 22 de enero de 2017, y el Decreto Supremo Nº 3070 de 1 de febrero de 2017, como parte del Ministerio de Hidrocarburos tiene como atribuciones, entre otras, la evaluación, análisis y proyección de Resoluciones que resuelven Recursos Jerárquicos del sector de hidrocarburos, atención y patrocinio de procesos contenciosos administrativos, así como la fiscalización del cumplimiento de las labores regulatorias por

parte de la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), contenidas en la normativa sectorial regulatoria.
En ese marco, varios han sido los logros y actividades que han sido desarrollados para el cumplimiento del mandato normativo.

1.4.3.2 Objetivos de gestión 2017

El Objetivo principal de la Dirección General de Control y Fiscalización en la Gestión 2017 es Establecer, impulsar y controlar la política energética nacional y garantizar su cumplimiento en el marco de un desarrollo sostenible. Incluía 3 objetivos específicos que se los ejecutó con el siguiente resultado:

- Atender y resolver los recursos jerárquicos que le sean remitidos, generando lineamientos institucionales sectoriales en materia de regulación dentro del plazo establecido
- Realizar una atención y patrocinio óptimo de los procesos contenciosos administrativos en materia de regulación en las áreas de hidrocarburos y electricidad.
- Evaluar el desempeño de la función regulatoria de la ANH.

1.4.3.3 Logros 2017

Se realizó el control y fiscalización, consistente en evaluación periódica del desempeño a la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) y a la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad (AE) en el ejercicio de la función de regulación.

Emisión de Resoluciones que resuelven Recursos Jerárquicos en el sector de hidrocarburos.
Se han emitido Resoluciones Ministeriales que resuelven Recursos Jerárquicos interpuestos contra las Resoluciones Administrativas emitidas por la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH).

Las Resoluciones Ministeriales referidas, han sido emitidas dando cumplimiento a los plazos procesales fijados en el procedimiento aplicable.

SECTOR	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiem	Octubre	Noviemb	Diciembr	TOTAL
Hidrocarburos	7	2	5	2	11	13	18	4	2	1	3	0	68

- **Emisión de Resoluciones que resuelven Recursos Jerárquicos en el sector de Electricidad.**

Se han emitido Resoluciones Ministeriales que resuelven Recursos Jerárquicos interpuestos contra las Resoluciones Administrativas emitidas por la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad (AE).

Las Resoluciones Ministeriales referidas, han sido emitidas dando cumplimiento a los plazos procesales fijados en el procedimiento aplicable y las atribuciones otorgadas a este Ministerio a través del Decreto Supremo N° 0071 y 29894.

SECTOR	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiem	Octubre	Noviemb	Diciembr	TOTAL
Electricidad	12												12

- **Seguimiento a procesos Contenciosos Administrativos interpuestos contra Resoluciones emitidas por el Ministerio de Hidrocarburos.**

El Ministerio de Hidrocarburos ha atendido y realizado seguimiento adecuado en cumplimiento a los plazos procesales de las demandas contenciosas administrativas interpuestas contra las Resoluciones Ministeriales emitidas por el Ministro de Hidrocarburos, ejerciendo una defensa oportuna con un análisis técnico, económico y legal adecuado para su correcta valoración y atención por parte del Tribunal Supremo de Justicia.

DEMANDAS CONTENSIOSAS TRAMITADAS ANTE TSJ CONTRA RESOLUCIONES DEL SIRESE-MHE
GESTIÓN 2001 AL 2017
(En movimiento)

SECTOR	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	TOTAL
Hidrocarburos	0	0	0	0	0	0	0	0	2	0	0	0	3	4	4	0	2	15

- **Acciones de Amparo constitucional**

Se han defendido 3 amparos constitucionales que se han presentado en contra del Ministro de Hidrocarburos los cuales han sido favorables.
Se han presentado 3 amparos en defensa de los derechos del Ministerio de Hidrocarburos así como de la ANH y la empresa YPFB., los cuales se encuentran en curso.

1.4.3.4 Logros Alcanzados

- Tramitación de procesos administrativos de impugnación en el sector regulado de hidrocarburos, con lo que se controló la función regulatoria ejercida por la ANH, en las resoluciones que resolvieron los recursos de revocatoria y jerárquicos en la gestión 2017,
- Análisis legal, con respectivos informes para la Proyección de Resoluciones Ministeriales que resuelven Recursos Jerárquicos, otorgando seguridad legal en la emisión de las Resoluciones a la MAE.
- Análisis técnico, con respectivos informes, en el Área de Hidrocarburos, para la Proyección de Resoluciones Ministeriales que resuelven Recursos Jerárquicos, otorgando seguridad técnica en la emisión de las Resoluciones a la MAE.
- Proyección de Resoluciones Ministeriales que resuelven Recursos Jerárquicos contra el Sr. Ministro en el Área de Hidrocarburos, con lo que se ejerció el control de legalidad en las resoluciones de primera instancia emitidas por la ANH en toda la gestión 2017.

- Se realizó el control y fiscalización, consistente en evaluación periódica del desempeño a la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) en el ejercicio de la función de regulación, recomendando la toma de medidas necesarias para mejorar la gestión.
- Se realizó la atención y patrocinio de Juicios Contencioso-Administrativos, demandados contra el Ministerio de Hidrocarburos, desde la oficina central y desde las diferentes jurisdicciones, habiendo realizado una atención óptima de los procesos contenciosos administrativos en materia de regulación en el área de hidrocarburos.

1.4.3.5 Logros a futuro

Además de dar continuidad a los logros esperados en cada gestión por mandato normativo se tiene planificado elaborar un documento que refleje todos los Precedentes Administrativos que se han establecido desde la creación de la Dirección General de Control y Fiscalización.

El primer punto solicitado en el Circular, no se adecuan a la actividad que desarrolla la Dirección General de Control y Fiscalización

1.4.4 CONCLUSIONES VMPDH

- Se ha elaborado y aprobado mediante Resolución Ministerial el Plan Sectorial de Desarrollo Integral (PSDI) de Hidrocarburos 2016-2020. Asimismo se elaboró la metodología para el Seguimiento y Evaluación del PSDI.
- Se ha elaborado y publicado el Balance Energético Nacional (BEN) 2001-2016, documento que expresa, resume y divulga, información histórica referente a la oferta y el consumo de energía, a través de la contabilización de los flujos de energía y las relaciones de equilibrio existentes entre oferta y demanda, guiando el análisis de producción, comercialización, transformación y consumo final, en la generación de estadísticas que permitan visualizar la evolución de la matriz energética y la construcción y formulación de la política y planificación del sector energético del Estado Plurinacional de Bolivia.
- Del 21 al 24 de Noviembre del presente año se desarrolló en la ciudad de Santa Cruz de la Sierra del Estado Plurinacional de Bolivia, la IV Cumbre del Foro de Países Exportadores de Gas (FPEG), con la presencia de Jefes de Estado, Ministros de Hidrocarburos, Energía y Petróleo de los principales países exportadores de gas del mundo, asimismo la representación de CEO´s y principales ejecutivos de las empresas hidrocarburíferas más importantes del mundo. Por primera vez un país sudamericano fue el centro del debate sobre el futuro del gas, sus mercados, posibilidades de expansión, convenios para producción y venta de este recurso que es considerado la energía del futuro por su poca incidencia en la atmósfera y la expansión de su uso. Bolivia como Miembro y Anfitrión de la IV Cumbre del Foro de Países Exportadores de Gas, dio cumplimiento a la política de integración que se sustenta en el Pilar 7 de la Agenda Patriótica “Soberanía sobre nuestros recursos naturales” entendiendo que, para el 2020 el Estado boliviano habrá fortalecido su rol como centro articulador de la integración hidrocarburífera regional, avanzando en acuerdos de integración, internacionalización de las empresas estratégicas y creación de corredores de

exportación, en el objetivo de constituir a Bolivia en el “Centro Energético Regional”. Por otra parte, se firmaron 6 acuerdos de cooperación e intercambio con Rusia con el objetivo de fortalecer la colaboración en materia de hidrocarburos, exploración y explotación de yacimientos de gas e intercambio tecnológico; también se certificaron declaraciones conjuntas sobre la negociación de contratos de servicios petroleros de exploración y producción en las áreas de Vitacua y la Ceiba; también se añadieron convenios para la exploración y explotación de tres áreas de yacimientos de gas en las zonas de Iñiguazu, San Telmo y Astilleros.

- Se firmó el Memorando de entendimiento de Cooperación en materia de Hidrocarburos entre la compañía Mato-Grosso de Gas S.A. (MTGAS) y Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB). El objeto de dicho documento es Analizar la viabilidad técnica y económica para la conformación de una sociedad empresarial entre las partes, en el Estado de Mato Grosso, generar y promover sinergias estratégicas entre partes, con la finalidad de comercialización de gas natural en el Estado de Mato Grosso.
- YPFB con la Empresa REFINOR firmó un Memorándum de Entendimiento para la venta de gas natural y Gas Licuado de Petróleo (GLP), cuyo objetivo es establecer un marco general para el intercambio y cooperación en materia de comercialización de Gas Natural y Gas Licuado de Petróleo por parte de YPFB a REFINOR. Existe la oportunidad de vender 3MMmcd más y un interés de compra de 240.000 toneladas métricas (TM) de GLP al año, a través del gasoducto de REFINOR.
- Se firmó el Memorándum de Entendimiento de Cooperación para el Intercambio y Promoción de Inversiones Recíprocas en Materia de Hidrocarburos, suscrito por el Ministro de Hidrocarburos del Estado Plurinacional de Bolivia y por el Ministro de Industria y Comercio de la República del Paraguay, cuyo objetivo es establecer el Marco General de Cooperación, para el intercambio y promoción de inversiones recíprocas en materia de hidrocarburos entre las Partes, profundizar el análisis de la factibilidad técnica y económica para la venta de Gas Natural. Asimismo, el 25 de Julio de 2017, en la ciudad de Santa Cruz de la Sierra, la Estatal Petrolera YPFB suscribió con Petróleos Paraguayos (PETROPAR) un Memorándum de Entendimiento que establece el marco general de cooperación para la comercialización de GLP, construcción y operación de una planta de engarrafado y la construcción de Redes de Gas Natural en el país vecino.
- La Estatal Petrolera YPFB con PLUSPETROL firmó un Convenio de Confidencialidad con el objetivo de compartir información relevante de las cuencas de Madre de Dios, Ucayali y Subandina en Perú y de las cuencas Madre de Dios y Subandina en Bolivia, en esta cuenca YPFB está desarrollando un proyecto de sísmica. Asimismo, intercambiaran experiencia y conocimientos de Ambos países en beneficio de los mismos.
- YPFB con GAZPROM, firmó un Acuerdo de Intenciones para el Bloque Vitacua y la Ceiba, que pretende establecer los mecanismos y condiciones para realizar todas las gestiones necesarias, que permitan gestionar la autorización y aprobaciones correspondientes para suscribir el contrato de Servicios Petroleros para exploración y explotación sobre las áreas mencionadas.

- El 07 de octubre de 2017, en la ciudad de San Petesburgo- de la Federación de Rusia, el Ministerio de Hidrocarburos y Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB), firmaron un Memorándum de Entendimiento con la petrolera Rusa GAZPROM Marketing & Trading y GAZPROM Internacional, con el objetivo de conformar una Empresa Mixta de Comercialización de Gas y satisfacer la creciente demanda de gas que tienen los países vecinos (Argentina y Brasil).
- El 23 de Octubre de 2017 en la ciudad de la Paz, se suscribió el Memorándum de Entendimiento de Cooperación entre el Ministerio de Hidrocarburos de Bolivia y el Ministerio de Minas e Hidrocarburos de la República de Guinea Ecuatorial con el objetivo de generar y promover sinergias entre la partes, analizar, evaluar y planificar inversiones en hidrocarburos en ambos países, intercambiar experiencias, información y conocimientos, buenas prácticas sobre planificación e institucionalidad, asesoramiento, capacitación y entrenamiento específico relacionados al sector de hidrocarburos. Asimismo, elaborar e implementar programas específicos y planes de trabajo; y promover programas de formación, entrenamiento y de capacitación.
- Durante la Gestión 2017, mediante el análisis, revisión y verificación del cumplimiento de los Instrumentos de Regulación de Alcance Particular (IRAP's), se evaluaron 2760 Instrumentos de Regulación de Alcance Particular (IRAP's), que son documentos técnico-legales de Prevención y Control, en los cuales se identifican los probables Impactos Ambientales y se proponen medidas de Prevención y Mitigación para la protección del medio ambiente.
- Durante el 2017, posterior a la otorgación de la Licencia Ambiental, se realizaron 168 Inspecciones Técnico-Ambientales a actividades, obras o proyectos (AOPs) hidrocarburíferos, mediante la evaluación de Informes de Monitoreo Ambiental (IMAs).
- En la Gestión 2017, se llevaron adelante 8 procesos de Consulta y Participación que se realizan para aquellas AOPs hidrocarburíferas que han sido categorizadas con categoría I y que al mismo tiempo sobreponen sus actividades con Pueblos Indígenas Originarios Campesinos y/o Comunidades Campesinas.
- Se han emitido durante la Gestión 2017, Resoluciones Ministeriales que resuelven Recursos Jerárquicos interpuestos contra las Resoluciones Administrativas emitidas por la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) y por la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad (AE), 68 Resoluciones para el caso de la ANH durante toda la gestión y 12 Resoluciones durante el mes de enero_2017 para la AE.
- Durante la Gestión 2017, se han atendido y realizado el seguimiento adecuado a 15 demandas contenciosas administrativas interpuestas contra las Resoluciones Ministeriales emitidas por el Ministro de Hidrocarburos.
- En el 2017, se han defendido 3 amparos constitucionales que se han presentado en contra del Ministro de Hidrocarburos los cuales han sido favorables y se han presentado 3 amparos en defensa de los derechos del Ministerio de Hidrocarburos así como de la ANH y de YPFB, los cuales se encuentran en curso.

2.- YACIMIENTOS PETROLÍFEROS FISCALES BOLIVIANOS (YPFB)

LA INDUSTRIALIZACION, UNA REALIDAD

2 YACIMIENTOS PETROLÍFEROS FISCALES BOLIVIANOS (YPFB)

2.1 Aspectos Institucionales

Creación

La Guerra del Chaco, un conflicto originado en el control del Chaco Boreal y la supuesta existencia de petróleo en esa región, fue el marco que rodeó la creación de YPFB. En efecto, el cese de hostilidades dejó al descubierto una serie de estructuras corruptas e ineficientes que demandaban un cambio urgente.

Así fue como, el 21 de diciembre de 1936, el Gobierno del Cnel. David Toro, asesorado por Don Dionisio Foianini y el Tcnl. Germán Busch, promulga el Decreto de creación de YPFB.

Durante el proceso de capitalización de la empresa, conducido por Gonzalo Sánchez de Lozada a partir de 1996, YPFB es literalmente desmembrada en empresas de capitales privados (Andina, Chaco, Petrobras y Transredes, capitalizada por la quebrada norteamericana Enron), que le pagan al país un magro 18% en concepto de regalías. Esta situación, que inicialmente es disimulada por el ingreso de importantes montos de inversión extranjera, provoca luego un creciente malestar social que finalmente explota durante el segundo gobierno de Sánchez de Lozada en los sucesos sangrientos de febrero y octubre del 2003, donde el pueblo sale a las calles a protestar y es duramente reprimido. La muerte de más de 70 personas en esas jornadas trágicas signa su renuncia e inmediata fuga a los Estados Unidos.

En 2004, el Presidente Carlos Mesa convoca a un referéndum vinculante cuyo contenido hace referencia específica a la propiedad de los hidrocarburos, a la derogación de la Ley de Hidrocarburos promulgada por Sánchez de Lozada, y a la refundación de YPFB. El referéndum es aprobado por una mayoría aplastante. El Congreso aprueba una nueva Ley de Hidrocarburos gravando la producción con 32% de impuestos, pero manteniendo las regalías en 18%. Mesa se niega a ratificar la Ley y los movimientos sociales exigen la nacionalización total de los hidrocarburos. La crisis política desatada termina por provocar la renuncia del Presidente a su cargo. Luego de un Gobierno de transición encabezado por el Dr. Eduardo Rodríguez Veltzé, Evo Morales Ayma asume la Presidencia de la Nación luego de una victoria inédita en Elecciones Generales, apoyado por más del 54% de los votos.

El 1º de mayo de 2006, el Presidente Evo Morales nacionaliza los hidrocarburos recuperando su propiedad para los bolivianos. YPFB renace y el 29 de octubre se firman nuevos contratos con las compañías petroleras privadas estableciendo hasta el 82% de regalías en favor del Estado boliviano, en la mejor negociación lograda jamás para el país.

2.2 Objetivos De Gestión 2017

YPFB articula su accionar dentro de la cadena hidrocarburífera a través de los siguientes objetivos estratégicos:

1. Descubrir volúmenes de hidrocarburos para desarrollar en el país.
2. Garantizar la producción de hidrocarburos para cumplir con la demanda del mercado interno y los compromisos de exportación.

3. Contar con las facilidades necesarias para cumplir con el abastecimiento de mercado interno y la exportación de excedentes de hidrocarburos líquidos y gas natural.
4. Consolidar el uso de gas natural en el mercado interno.
5. Garantizar el abastecimiento de gas natural para el mercado interno y exportar excedentes.
6. Garantizar el abastecimiento de hidrocarburos líquidos para el mercado interno y exportar excedentes.
7. Industrializar el gas natural, para proveer de líquidos energéticos y petroquímicos al mercado interno y exportar excedentes.
8. Desarrollar mercados para los productos de la industrialización y el GLP e incentivar su consumo.
9. Implementar un nuevo modelo de gestión empresarial corporativo.
10. Asegurar que los proyectos de inversión priorizados cuenten con financiamiento para su ejecución.

2.3 Logros Alcanzados En La Gestión 2017

2.3.1 Principales Resultados Programados y Alcanzados en la Actividad Exploratoria

En el desarrollo de las actividades de Exploración de hidrocarburos, en la gestión 2017 se lograron los siguientes resultados físicos:

Tipo de Actividad	Meta 2017	Resultados 2017	Empresa	Proyecto
Pozos Exploratorios	10 Pozos Concluidos	8 Pozos Concluidos	YPFB Casa Matriz	La Muela X1 (LML-X1), 2.065 metros. Abandonado
			YPFB Chaco	Katari X4 (KTR-X4), 4.802 metros. Abandonado
				Humberto Suarez Roca 12D (HSR-12D), 1.200 metros. Productor
				Bulo Bulo Bloque Bajo X1 (BBL-BB-X1), 4.965 metros. Abandonado
			YPFB Andina	Patujú WX1 (PTJ-WX1), 2.284 metros. Productor
				Patujú X5 (PTJ-X5), 2.299 metros. Abandonado
			Repsol	Huacaya – 2 (HCY-2) (Profundización exploratoria), 6.378 metros. Productor
			Pluspetrol	Tacobo X1001 ST (TCB-X1001 ST), 6.802 metros. En observación, sin resultados inducción
	8 Pozos en Ejecución	5 Pozos en Ejecución	YPFB Chaco	Colorado X3 (COL-X3) (Dorado Centro X1), perforando Side Track #3 a 3.360 metros.

Tipo de Actividad	Meta 2017	Resultados 2017	Empresa	Proyecto
				Los Monos X12 (LMN-X12), perforando Side Track Geológico a 1.058 metros
			YPFB Andina	Rio Grande X1001 (RGD-X1001), perforando a 4.629 metros
			Repsol	Boyuy X2 (BUY-X2), perforando a 3.840 metros
			Petrobras	Caranda X1005 (CAR-X1005), en DTM[2]
	---	4 Pozos en Obras Civiles Iniciales	YPFB Casa Matriz	Villamontes X7 (VMT-X7)
				Yarará X1 (YRA-X1)
				Sipotindi X1 (SIP-X1)
			Shell	Jaguar X6 (JGR-X6)
Estudios Sísmicos	4 Estudios Concluidos	3 Estudio Concluidos	YPFB Casa Matriz	Nueva Esperanza (adquisición, procesamiento e interpretación de 1.007,8 km de líneas sísmicas 2D)
			YPFB Andina	Sararenda (adquisición, procesamiento e interpretación de 430,95 km de líneas sísmicas 2D)
			BGB (Shell)	Huacareta (adquisición, procesamiento e interpretación de 701,5 km de líneas sísmicas 2D)
	8 Estudios en ejecución	7 Estudios en ejecución	YPFB Casa Matriz	Rio Beni Fase II (adquisición y procesamiento de 717 km de líneas sísmicas 2D, en interpretación)
				Altiplano Norte (adquisición de 435,9 km de líneas sísmicas 2D, en procesamiento)
				San Telmo (en adquisición de líneas sísmicas 2D)
			YPFB Chaco	Carohuaicho 8C (en adquisición de líneas sísmicas 2D)
			YPFB Andina	Carohuaicho 8B (en adquisición de líneas sísmicas 2D)
				Oriental (en adquisición de líneas sísmicas 2D)
			GTLI	El Palmar (adquisición de 34 km2 de sísmica 3D, en procesamiento)
	---	2 Estudios en actividad previa	YPFB Casa Matriz	Aguaragüe Norte (Licenciamiento ambiental)
				La Guardia (Licenciamiento ambiental)
Estudios de	10 Estudios Concluidos	6 Estudios Concluidos	YPFB Casa Matriz	Geoquímica Subcuenca Roboré (10.578 muestras geoquímicas)

[2] DTM: Desmontaje, Traslado y Montaje de un equipo de perforación y campamentos

Tipo de Actividad	Meta 2017	Resultados 2017	Empresa	Proyecto
Geología y Geofísica				Geoquímica Altiplano Norte (719 muestras geoquímicas)
				Magnetotelúrica Subandino Norte (1.392 estaciones magnetotelúricas)
				Magnetotelúrica Subandino Sur (2.236 estaciones magnetotelúricas)
			YPFB Chaco	Magnetotelúrica Carohuaicho 8A (400 estaciones magnetotelúricas)
			BGB (Shell)	Magnetotelúrica - Gravimetría Huacareta (701,5 km)
	1 Estudio en ejecución	3 Estudios en ejecución	YPFB Casa Matriz	Aerogravimetría – Aeromagnetometría Subcuenca Roboré (adquisición y procesamiento de 96.300 km, en interpretación)
				Aerogravimetría – Aeromagnetometría Cuenca del Altiplano (adquisición 156.366 km, en procesamiento)
			YPFB Chaco	Estudio geológico integrado área Carohuaicho 8C (150 km levantamiento geológico)
	---	3 Estudios en actividades previas	YPFB Chaco	Magnetotelúrica Carohuaicho 8C (proceso de contratación logística)
				Geoquímica Carohuaicho 8C (proceso de contratación logística)
				Magnetotelúrica Itacaray (proceso de contratación)

a) Pozos Exploratorios

En la actividad exploratoria, en la gestión 2017 se concluyó con la perforación de 8 pozos exploratorios (2 iniciados en 2015, 5 en 2016 y 1 en 2017), de los cuales 3 son productores, 1 pozo está en observación y 4 pozos fueron abandonados. El detalle de los resultados en cada pozo exploratorio es el siguiente:

- Pozo La Muela X1 (LML-X1), el 1ro de diciembre de 2016 YPFB Casa Matriz inició la perforación del pozo, alcanzando una profundidad de 2.065 m. En enero de 2017 finalizaron las operaciones con la de limpieza, abandono y desmovilización del equipo de perforación del pozo.
- Pozo Patujú X5 (PTJ-X5), YPFB Andina en diciembre de 2016 inició la perforación del pozo, alcanzando una profundidad de 2.299 m. El 20 de enero de 2017 finalizaron las operaciones con el abandono del pozo por la presencia de agua en la formación.
- Pozo Katari X4 (KTR-X4), YPFB Chaco inició la perforación del pozo en noviembre de 2016, alcanzando una profundidad de 4.802 m. El 24 de marzo de 2017 finalizaron las operaciones con el abandono del pozo.

- Pozo Patujú WX1 (PTJ-WX1), en la gestión 2016 YPFB Andina concluyó la perforación, alcanzando una profundidad de 2.284 m. El 15 de abril de 2017 concluyeron las operaciones de terminación del pozo con arreglo doble para producir las formaciones Yantata y Cajones.
- Pozo Huacaya 2 ST (HCY-2 ST), el 5 de marzo de 2017 la empresa operadora Repsol finalizó la perforación Side Track[3] para profundización exploratoria, alcanzando una profundidad de 6.378 m. Posteriormente, el 1ro de mayo de 2017 se concluyeron las operaciones de terminación en los reservorios Huamampampa Inferior y Huamampampa H1B.
- Pozo Humberto Suarez Roca 12D (HSR-12D), el 7 de junio de 2017 YPFB Chaco inició la perforación del pozo, alcanzando una profundidad de 1.200 m. El 7 de agosto de 2017 concluyeron las operaciones de terminación del pozo para producir de las formaciones Petaca, Cajones y Yantata.
- Pozo Bulo Bulo Bloque Bajo X1 (BBL-BB-X1), YPFB Chaco inició la perforación del pozo el 18 de octubre de 2016, alcanzando una profundidad de 4.965 m. El 9 de octubre de 2017 finalizaron las operaciones con el abandono del pozo.
- Pozo Tacobo X1001 ST (TCB-X1001 ST), la empresa operadora Pluspetrol finalizó la perforación Side Track del pozo en la gestión 2016, alcanzando una profundidad de 6.802 m. El 6 de agosto de 2017 finalizaron las operaciones de terminación del pozo; adicionalmente, se realizaron operaciones para inducir surgencia (Coiled Tubing) sin resultados. Al cierre de gestión 2017 el pozo continúa en observación.

b) Estudios Sísmicos

En la gestión 2017 se concluyeron 3 Estudios Sísmicos 2D, están en ejecución 6 Estudios Sísmicos 2D (4 en adquisición, 1 en procesamiento y 1 en interpretación) y 1 Estudio Sísmico 3D (en interpretación); así también, 2 estudios se encuentran en actividades de licenciamiento ambiental para el inicio de la adquisición Sísmica 2D. Las sísmicas ejecutadas durante la gestión 2017.

c) Estudios de Geología y Geofísica

En la gestión 2017, se concluyeron 6 Estudios de Geología y Geofísica (3 Magnetotelúricas, 2 Geoquímicas y 1 Magnetotelúrica - Gravimetría) y están en ejecución 3 Estudios (2 Aerogravimetría – Aeromagnetometría y 1 Estudio Geológico Integrado); asimismo, 3 estudios se encuentran en actividades previas al inicio del trabajo de campo (2 Magnetotelúricas y 1 Geoquímica). Se resumen a continuación los resultados de los Estudios de Geología y Geofísica.

[3] Side Track: Perforación de pozo de re-entrada para desviar la trayectoria original

2.3.2 Principales Resultados Programados y Alcanzados en la Actividad de Explotación

En las actividades de Explotación y Desarrollo de hidrocarburos, en la gestión 2017 se alcanzaron los siguientes resultados físicos:

Tipo de Actividad	Meta 2017	Resultados 2017	Empresa	Proyecto
Pozos de Desarrollo	21 Pozos Concluidos	16 Pozos Concluidos	YPFB Andina	Boquerón Norte 4D (BQN-N4D), 2.484 metros. Productor
				Boquerón Norte 5D (BQN-N5D), 2.525 metros. Productor
				Boquerón Norte 10D (BQN-N10D), 2.604 metros. En pruebas de producción aporte de agua de formación.
				Río Grande 1009D ST (RGD-1009D ST), 4.090 metros. Productor
				Boquerón Norte 23D (BQN-N23D), 2.600 metros. Cerrado a espera de estimulación acida.
				Boquerón Norte 6D (BQN-N6D), 2.495 metros. Productor.
				Boquerón Norte 7D (BQN-N7D), 2.463 metros. En evaluación
			YPFB Chaco	Junín 6 (JNN-06), 1.250 metros. Productor
				Junín 7 (JNN-07), 1.330 metros. Productor
				Dorado Sur 1002 ST (DRS-1002 ST), 4.273 metros. Productor
				Caigua 13 (CAI-1003), 2.650 metros. Productor
				Colorado 2H (COL-2H) (Dorado Oeste 1003H), 4.935 metros. Productor
				Bulo Bulo 19 (BBL-19), 1.820 metros. Productor
			Petrobras	Sábalo 6 (SBL-6), 4.750 metros. Productor
				Sábalo 14 (SBL-14), 4.625 metros. Productor
			Repsol	Huacaya 2 (HCY-2), 5.908 metros. Productor
	2 Pozos en Ejecución	1 Pozos en Ejecución	YPFB Chaco	Colorado 4H (COL-4H) (Dorado Oeste 1007), a 3.182 metros
	------	4 Pozos en Obras Civiles Iniciales	YPFB Andina	Río Grande 97D (RGD-97D)
				Río Grande 98D (RGD-98D)
			Repsol	Margarita WD-2 (MWD-2) (Pozo agua)

Tipo de Actividad	Meta 2017	Resultados 2017	Empresa	Proyecto
			Total	Incahuasi 5 (ICS-5)
Intervención Pozos	7 Pozos Intervenidos	8 Pozos Intervenidos	YPFB Andina	Yapacaní X4 (YPC-X4). Productor
				Yapacaní 27 (YPC-27). Productor
				Patujú X2 (PTJ-X2)
			YPFB Chaco	Dorado Sur 1002 (DRS-1002), por resultados negativos, se realizó Side Track
				Santa Rosa 10 (SRS-10). Productor
			Matpetrol	Tatarenda 7 (TTR-7). Productor
			Pluspetrol	Curiche 1008D (CUR – 1008D). Productor
			Petrobras	Caranda 1013 (CAR-1013), Productor
	1 Pozo en ejecución	-	-	-
	-----	2 Pozos en Obras Civiles iniciales	YPFB Chaco	Caigua X1001D (CAI-X1001D)
				San Ignacio X1 (SIG-X1)

a) Pozos de Desarrollo

En la gestión 2017, se concluyó con la perforación de 16 pozos de desarrollo (2 iniciados en 2015, 5 en 2016 y 9 en 2017); de los cuales 13 son productores y 3 en evaluación. El detalle de los resultados en cada pozo de desarrollo se detalla a continuación:

- Pozo Sábalo 14 (SBL-14), la empresa operadora Petrobras concluyó la perforación del pozo en diciembre de 2016, alcanzando una profundidad de 4.625 m; se realizó la terminación del pozo en la formación Huamampampa, culminando el 7 de enero de 2017 las operaciones en el pozo. Asimismo, el 10 de febrero de 2017 se pone en producción temprana el pozo con un caudal inicial de 40 MMpcd.
- Pozo Junín 06 (JNN-06), YPFB Chaco inició la perforación del pozo el 19 de enero de 2017, alcanzando una profundidad de 1.250 m; posteriormente, se bajó arreglo de terminación dual para producir de las formaciones Petaca, Cajones y Yantata, finalizando las operaciones en el pozo el 20 de marzo de 2017.
- Pozo Sábalo 6 (SBL-6), en abril de 2016 la empresa operadora Petrobras inició la perforación del pozo, alcanzando una profundidad de 4.750 m; el 31 de marzo de 2017 finalizaron las operaciones en el pozo, realizando la terminación en la formación Huamampampa, se prevé la puesta en producción en el mes de marzo de 2018.
- Pozo Boquerón Norte 5D (BQN-N5D), YPFB Andina el 11 de febrero de 2017 inició la perforación del pozo, alcanzando una profundidad de 2.525 m; posteriormente, se instaló un arreglo de terminación simple para habilitar a producción el reservorio Yantata, concluyendo el 18 de abril de 2017 las operaciones. Actualmente en producción.

- Pozo Río Grande 109D ST (RGD-109D ST), YPFB Andina inició la perforación Side Track del pozo en octubre de 2016, alcanzando una profundidad de 4.090 metros; a continuación, se bajó arreglo de terminación simple para producir de la formación Iquiri, finalizando las operaciones en el pozo el 20 de abril de 2017.
- Pozo Junín 07 (JNN-7), el 27 de marzo de 2017 YPFB Chaco inició la perforación del pozo, alcanzando una profundidad de 1.330 m; el 30 de mayo de 2017 culminaron las operaciones en el pozo, bajando un arreglo de terminación con empaque de grava para producir de la formación Petaca,
- Pozo Dorado Sur 1002 ST (DRS-1002 ST), debido a que no se tuvo éxito en una intervención previa al pozo, el 15 de febrero de 2017 YPFB Chaco inició la perforación Side Track del pozo, alcanzando una profundidad de 4.273 metros; luego, se bajó un arreglo de terminación simple selectivo para producir de las formaciones Guanacos y Mora, concluyendo el 20 de abril de 2017 las operaciones en el pozo.
- Pozo Huacaya 2 (HCY-2), la empresa operadora Repsol finalizó en el mes de noviembre de 2016 la perforación del pozo, alcanzando una profundidad de profundad de 5.098 m. El 1ro de mayo de 2017 se finalizó con éxito la terminación del pozo, se espera su puesta en producción para el mes de enero de 2018.
- Pozo Boquerón Norte 10D (BQN-N10D), el 4 de marzo de 2017 YPFB Andina inició la perforación del pozo, alcanzando una profundidad de 2.604 m; el 15 de mayo de 2017 finalizaron las operaciones, se instaló un arreglo de terminación simple en el reservorio Cajones, luego de evaluar el pozo mediante pruebas de producción, quedó cerrado por alto corte de agua.
- Pozo Boquerón Norte 23D (BQN-N23D), el 25 de mayo de 2017 YPFB Andina inició la perforación del pozo, alcanzando una profundidad de 2.600 m; el 25 de julio de 2017 finalizaron las operaciones en el pozo, instalando un arreglo de terminación simple en el reservorio Cajones, actualmente se encuentra cerrado hasta que se realice una estimulación ácida.
- Pozo Boquerón Norte 4D (BQN-N4D), en diciembre de 2016 YPFB Andina inició la perforación del pozo, alcanzando una profundidad de 2.484 m; el 27 de junio de 2017 finalizaron las operaciones, se instaló un arreglo de terminación simple para habilitar a producción el reservorio Yantata. Esperando Estimulación Acida.
- Pozo Caigua 13 (CAI-13), YPFB Chaco inició en diciembre de 2016 la perforación del pozo, donde se necesitó hacer un Side Track geológico, alcanzando una profundidad de 2.650 m; el 16 de agosto de 2017 finalizaron las operaciones en el pozo, bajando un arreglo de terminación doble para producir de las formaciones Icla y Santa Rosa.
- Pozo Colorado 2H (COL-2H), también denominado Dorado Oeste (DRO-1003H), en el mes de octubre de 2016 YPFB Chaco inició la perforación del pozo, alcanzando una profundidad de 4.935 m; posteriormente, se bajó un arreglo simple para producir de la formación Guanacos, concluyendo el 31 de agosto de 2017 las operaciones en el pozo.
- Pozo Boquerón Norte 6D (BQN-N6D), YPFB Andina inició el 11 de agosto de 2017 la perforación del pozo, alcanzando una profundidad de 2.495 m; posteriormente, se instaló un arreglo de terminación simple para producir de la formación Yantata,

concluyeron las operaciones en el pozo el 7 de octubre de 2017. Actualmente en producción.

- Pozo Boquerón Norte 7D (BQN-N7D), el 2 de agosto de 2017 YPFB Andina inició la perforación del pozo, alcanzando una profundidad de 2.465 m; el 29 de octubre de 2017 finalizaron las operaciones en el pozo, instalando un arreglo de producción simple selectivo en los reservorios Cajones y Yantata. Desde el mes de diciembre de 2017, se realiza registro de presión y trabajos de limpieza para evaluar el comportamiento del pozo.
- Pozo Bulo Bulo 19 (BBL-19), YPFB Chaco inició el 14 de octubre de 2017 la perforación del pozo, alcanzando una profundidad de 1.820 m; el 25 de noviembre de 2017 finalizaron las operaciones en el pozo, bajando un arreglo de terminación dual para producir de las formaciones Yantata y Cajones.

2.3.3 Principales Resultado Alcanzados en Contratos de Servicios Petroleros, Adendas Contratos de Operación y Convenios de Estudio

a) Contratos de Servicios Petroleros y Adendas Contratos de Operación

Durante la gestión 2017 se Protocolizaron 3 nuevos Contratos de Servicios Petroleros (CSP), 2 Adendas para Cesión de Contratos de Operación y 1 Adenda a Contrato de Operación. Se describen a continuación los contratos firmados en las siguientes áreas:

- Itacaray, el 26 de julio de 2017 se protocolizó el Contrato de Servicios Petroleros con la empresa YPFB Chaco S.A.
- Aguaragüe Centro, el 26 de julio de 2017 se protocolizó el Contrato de Servicios Petroleros con la empresa YPFB Chaco S.A.
- Charagua, el 26 de julio de 2017 se protocolizó el Contrato de Servicios Petroleros con la empresa YPF Exploración y Producción de Hidrocarburos de Bolivia S.A.
- Campo Tatarenda, el 8 de mayo de 2017 se protocolizó la Adenda para la Cesión del Contrato de Operación del campo Tatarenda a la empresa Matpetrol S.A.
- Campos Colpa y Caranda, el 31 de octubre de 2017 se protocolizó la Adenda para la Cesión del Contrato de Operación de los campos Colpa y Caranda a la empresa Petrobras Bolivia S.A.
- Huacareta, el 11 de octubre de 2017 se protocolizó la Adenda al Contrato de Servicios Petroleros con la empresa Shell Bolivia Corporation Sucursal Bolivia.

Asimismo, durante la gestión 2017 están en proceso de negociación, autorización y aprobación 6 nuevos Contratos de Servicios Petroleros y una Adenda a Contrato de Operación. Se describen a continuación el estado de los contratos para las siguientes áreas:

- Abapó, actualmente en proceso de autorización por la Asamblea Legislativa Plurinacional (ALP), se prevé al cierre de la gestión 2017 la Promulgación de la Ley

de Autorización a favor de la empresa YPF Exploración y Producción de Hidrocarburos de Bolivia S.A.

- San Telmo Norte, a la fecha en proceso de autorización por la ALP, se estima a fines de la gestión 2017 la Promulgación de la Ley de Autorización a favor de los titulares: 60% Petrobras Bolivia S.A. (operador) y 40% YPFB Chaco S.A.
- Astillero, actualmente en proceso de autorización por la ALP, se espera al cierre de la gestión 2017 la Promulgación de la Ley de Autorización a favor de los titulares: 60% YPFB Chaco S.A. (operador) y 40% Petrobras Bolivia S.A.
- Iñiguazu, el 4 de diciembre de 2017 el Directorio de YPFB aprobó los términos y condiciones del CSP, se realizó la Remisión al Ministerio de Hidrocarburos del trámite para aprobación legislativa. Los titulares son: 46,555% YPFB Andina S.A., 13,445% YPFB Chaco S.A., 15% Repsol E&P Bolivia (Operador), 15% Shell Bolivia Corporation y 10% PAE E&P.
- Vitiacua, a la fecha la negociación aún no inició, se encuentra en proceso de definición de la información técnica entre el titular GP Exploración y Producción S.L. Sucursal Bolivia y la Gerencia de Evaluación de Recursos Hidrocarburíferos de YPFB, se prevé al cierre de gestión el inicio de la negociación y revisión del Clausulado del Contrato.
- La Ceiba, a la fecha la negociación aún no inició, se encuentra en proceso de definición de la información técnica entre el titular GP Exploración y Producción S.L. Sucursal Bolivia y la Gerencia de Evaluación de Recursos Hidrocarburíferos de YPFB, se prevé al cierre de gestión el inicio de la negociación y revisión del Clausulado del Contrato.
- Caipipendi, actualmente en proceso de aprobación por la ALP, se espera la Promulgación de la Ley de Aprobación de la Adenda al Contrato de Operación. Los titulares son: 37,5% Repsol YPF E&P Bolivia S.A. (operador), 37,5% Shell Bolivia Corporation y 25% PAE E&P Bolivia Ltd.(Sucursal Bolivia)

b) Convenios de Estudio, Memorándums de Entendimiento y Acuerdos de Intenciones

En la gestión 2017 se suscribieron Convenios de Estudio con las siguientes empresas:

- Shell Bolivia Corporation – Sucursal Bolivia, Convenio de Estudio suscrito en fecha 25 de julio de 2017 para el área Río Salado
- Pluspetrol Bolivia Corporation S.A., Convenio de Estudio suscrito en fecha 25 de julio de 2017 para el área Río Salado

En la gestión 2017, se firmaron los siguientes Memorándums de Entendimiento y Acuerdos de Intenciones:

- Entre YPFB y GP Exploración y Producción S.L. (Sucursal Bolivia): Establecer los mecanismos y condiciones comerciales mutuamente beneficiosas para la

exploración, desarrollo y explotación de hidrocarburos en las Áreas Vitiacua y La Ceiba, así como la suscripción de Contratos de Servicios Petroleros en las mencionadas Áreas.

c) Expresiones de interés

Se suscribieron expresiones de interés en exploración de acuerdo al siguiente detalle por empresa y áreas:

- Shell Bolivia Corporation – Sucursal Bolivia: Altiplano, Subandino Norte, Subandino Sur y Pie de Monte.
- Pluspetrol Bolivia Corporation S.A.: Subandino Sur y Pie de Monte.
- Echo Energy Bolivia: Altiplano, Llanura Chaqueña, Subandino Norte, Subandino Sur y Pie de Monte.
- Hunt Oil Company: Boomerang, Llanura Beniana, Subandino Sur y Pie de Monte.
- Vintage-OXY: Llanura Chaqueña, Subandino Sur y Pie de Monte.
- YPFB Chaco S.A.: Madre de Dios, Llanura Chaqueña, Boomerang, Subandino Sur y Pie de Monte.
- YPFB Andina S.A.: Subandino Sur y Pie de Monte.
- Gas to Liquid International S.A.: Madre de Dios, Llanura Chaqueña, Boomerang, Subandino Sur y Pie de Monte.
- Asimismo, se tiene una expresión de interés en proceso de suscripción con la empresa Cancambria Energy Corp.

d) Memorándums de intenciones

Se suscribieron memorándums de intenciones para exploración con dos empresas:

- Pluspetrol Bolivia Corporation S.A. para el área de Arenales.
- Gas to Liquid International S.A. para las áreas: Almendro, Irenda, Puerto Grether, Tita – Techi, Río Beni, Nueva Esperanza y Madre de Dios.

Finalmente, se suscribieron memorándums de intenciones de inversión en explotación de acuerdo al siguiente detalle:

- Para el área de Río Seco con la empresa Pluspetrol Bolivia Corporation S.A.
- Para el área de Ipati y Aquío con las siguientes empresas: Total E&P Bolivie (sucursal Bolivia), GP Exploración y Producción SL (Sucursal Bolivia), Tecpetrol de Bolivia S.A. y YPFB Chaco S.A.

2.3.4 Principales Resultados Programados y Alcanzados en Refinación

A continuación se detallan los resultados alcanzados en la gestión 2017.

Metas 2017 y Resultados Alcanzados a diciembre del 2017
YPFB REFINACIÓN SA

PROYECTO	META PROGRAMADA	META ALCANZADA A DICIEMBRE 2017
RCBA[4] - Nueva Red de Agua Contra Incendio	• Adjudicación e inicio de Ejecución del FEED-EPC[5]	• Lanzamiento de la licitación pública para la contratación del FEED-EPC Nueva Red de Agua Contra Incendio. • El proceso de contratación fue declarado desierto por el incumplimiento de los oferentes de algunos requisitos no subsanables, por lo que la meta 2017 no pudo cumplirse, reprogramándose la meta para el 2018.
RCBA - Adecuación Parque GLP RCBA	• Ingeniería de Diseño Concluida • Procura: Llegada a sitio de los equipos principales y de los materiales del proyecto (Tubería, instr., etc.). • Construcción: Avance en sistema de red contra incendio, sistema de bombeo y piping y sistema de drenaje y trabajos civiles.	• Avance Físico: 32% • ID: Emisión y revisión de documentos (Plot Plan General, Hojas de datos de equipos, etc.). • Procura: Emisión de órdenes de compra de equipos (Materiales, Válvulas, etc.). • Construcción: Inicio de obras civiles, relevamiento, inspecciones.
RCBA - Revamp Sistema de Vapor	• Adjudicación y conclusión del servicio de Ingeniería Conceptual • Publicación de la licitación de Ingeniería Básica del proyecto.	• En función a un análisis gerencial se cambió de estrategia de ejecución del proyecto con el fin de optimizar recursos y atender problemas operativos. En este sentido, para la gestión 2017 se tiene previsto el mantenimiento de calderas de vapor.
RSCZ[6] - Adecuación Parque de Esferas	• Ingeniería de diseño: Concluida • Procura: Llegada a sitio de los equipos principales y de los materiales del proyecto (Tubería, instr., etc.). • Construcción: Conclusión del Sistema RCI, Obras civiles de sistema de canales y pileta colectora, ampliación de SE eléctrica.	• Avance Físico: 51% • ID: En etapa de cierre. • Procura: emisión de órdenes de compra de equipos principales. • Construcción: Pintado capa base esfera (3TK-2931), Excavación, tendido y soldadura de RCI, avance en sistema de canales y pileta colectora, entre otras.
RSCZ - Hornos Platforming A-302	• Puesta en marcha de 4 nuevos hornos Platforming en el A-302.	• Avance Físico: 99% • Puesta en marcha de 4 nuevos Hornos Platforming en el A-302, generando excelentes resultados operativos y contribuyendo a la eficiencia energética de la refinería. • Cierre de actividades menores.

[4] Refinería Gualberto Villarroel en la ciudad de Cochabamba.
[5] Ingeniería inicial: Diseño, Procura y Construcción.
[6] Refinería Guillermo Elder Bell en la ciudad de Santa Cruz.

PROYECTO	META PROGRAMADA	META ALCANZADA A DICIEMBRE 2017
RSCZ-Destilación de Gasolina Natural Fase II	• Conclusión del Servicio de Ingeniería Básica Extendida. • Inicio de elaboración de pliego para la licitación del EPC del proyecto.	• Avance Físico: 9% • Conclusión del Servicio de Ingeniería Básica Extendida.

Nueva Línea de Producción en Lubricantes:
YPFB Refinación desarrolló una nueva línea industrial de lubricantes, la cual cumple con requisitos técnicos, medioambientales y económicos superiores, con calidad certificada, elaborados con materias primas de alta calidad y aditivos producidos con tecnología de punta a nivel mundial.
A continuación, se detallan los nuevos productos:

- LUB AOH: Antioxidante y Herrumbre
- LUB ATB: Aceite para turbinas
- LUB EPS: Engranajes industriales – Extrema presión
- LUB FTA: Fluido para tractores agrícolas
- LUB FTT: Fluido para transferencia térmica
- LUB HAD TP: Hidráulico antidesgaste – Trabajo pesado
- LUB FEP: Fluido para equipo pesado
- LUB MEG: Fluido para motores estacionarios a Gas Natural
- LUB MPN: Lubricante para perforadora neumática
- LUB MTL: Aceite multitrapoidal
- DIESEL MULTIGRADO TURBO: Aceites para motores a Diesel

3.4 Principales Resultados Programados y Alcanzados en Transporte

En la actividad de Transporte, se han alcanzado los siguientes resultados físicos, fruto del trabajo de las Empresas YPFB TRANSPORTE S.A., YPFB Transierra S.A. y Gas TransBoliviano S.A.:

CATEGORÍA	PROYECTO	META PROGRAMADA	META ALCANZADA
EXPANSIÓN	Gasoducto Incahuasi Cochabamba (GIC)	Obtención de permisos socio ambientales. Adquisición de materiales e inicio de gestiones para la etapa de construcción.	Se cuenta con el 100% de los permisos ambientales de todos los tramos a construir. Se obtuvo la RM por parte del MH que declara de interés nacional al proyecto GIC.
	Expansión Gasoducto Sucre Potosí (GSP) Fase I	Inicio de la construcción del Gasoducto	Se concluyó la construcción de las obras de tendido, soldadura y entierro del 100% de la línea en actual construcción.
	Extensión Gasoducto Carrasco Yapacaní (GCY)	Conclusión y puesta en marcha.	Se concluyó y se puso en marcha el proyecto.
	Flexibilización GIJA	Instalación Puente de Regulación y Medición (definitivo).	Se concluyó y puso en marcha el proyecto habilitando el sistema de medición definitivo del proyecto.
	Construcción de la Estación de Compresión Parapetí	Conclusión y puesta en marcha.	Se registra un avance del 95% en el proyecto, las actividades de construcción de obras civiles,

CATEGORÍA	PROYECTO	META PROGRAMADA	META ALCANZADA
			montaje mecánico, eléctrico, instrumentación y actividades de pre comisionado de equipos principales y auxiliares, se encuentran en etapa de finalización. Se iniciaron actividades de pre comisionado de equipos y sistemas auxiliares.
	Ampliación de la Capacidad de Transporte de Poliductos (PCS, PVT, PCSZ1)	Inicio de Estudios de Ingeniería.	Los proyectos fueron redefinidos en su alcance bajo el criterio de optimización de activos, se tiene avance en gestiones de aprobación internas y externas (YPFB y ANH).
CONTINUIDAD DE SERVICIOS	**Seguridad Operativa**	**a)** Adecuación Parque de Esferas Fase II: Estudios de Ingeniería, Procura de Materiales y Construcción, dentro del Convenio que lidera YPFB Refinación para este proyecto. **b)** SCI Arica: Conclusión y puesta en marcha.	**a)** Revisión del Convenio de Adecuación para parque de esfera por parte de TPFB TRANSPORTE S.A., se tiene un avance del 70% sobre el total proyecto, el cual incluye Ingeniería, procura y construcción. **b)** Servicio de construcción y fiscalización de la construcción ya se encuentran adjudicado, los cuales serán ejecutados en la gestión 2018.
	Medio Ambiente	Desarrollar proyectos para asegurar la atención de los aspectos medioambientales que hacen sostenible la operación.	**a)** Cierre del proyecto “Implementación de un sistema de tratamiento de agua residual para el lavado de vehículos”. **b)** Cierre del proyecto “Automatización de la cámara de oxigenación de la pileta API de la estación de bombeo Carrasco”. **c)** Compra de 3 contenedores y 2 juegos de skimmers, material de contingencia que se pueda movilizar de manera inmediata al lugar de posibles emergencias. **d)** Inicio del proceso de cierre del proyecto “Programa de Gestión de Residuos”. **e)** El resto de proyectos fueron derivados para la gestión 2018.
	Continuidad Operativa	Asegurar la continuidad de las operaciones para garantizar el servicio de transporte de hidrocarburos ininterrumpido.	**a)** Ejecución: en un 94% de los trabajos de mantenimiento de líneas y en un 63% en overhaul del sistema de gasoductos y oleoductos. **b)** Conclusión del proyecto Variantes OCC Chocolatal – Isarzama.

CATEGORÍA	PROYECTO	META PROGRAMADA	META ALCANZADA
	Optimización	Los proyectos más relevantes son: **a) Inspección Instrumentada 2017:** Ejecución del 60% del proyecto. **b) Mejoras Sistema Control Operaciones Terminal Santa Cruz:** Elaboración de la Ingeniería y Firma del contrato de construcción. **c) Medidores Ultrasónicos:** Compra de equipos y materiales. **d) Construcción Cruce Río Pilcomayo:** Conclusión y puesta en marcha.	**a)** Se gestionó la autorización de Directorio para iniciar el proceso de contratación del servicio de inspección instrumentada. Se inició la preparación de los tramos a inspeccionar mediante limpieza interna de: OSSA-1: Tramo Oconi – Buena Vista, Tramo Buena Vista – Huayñacota, OSSA-2: Tramo Sayari – Sica Sica. Adquisición de equipo de calibración y medición (detector de tubería) y consumibles. En proceso por tercera vez la licitación del servicio de inspección. Se tiene un avance total proyecto del 10%. **b)** Se generó una adenda al servicio de ingeniería debido a un cambio de alcance, se tiene un avance del 80% en la ingeniería. Una vez se concluya la ingeniería se licitará el servicio de construcción. **c)** Reformulación del proyecto a compra e instalación, en diciembre se concluyó la ingeniería básica y de detalle. **d)** Se concluyó la construcción de la variante, quedando pendiente la interconexión física al GASYRG. Se concluyó con la elaboración de los TDR para la licitación de construcción de control y fiscalización, en 2018 se licitara ambos servicios.
	Infraestructura Base	**a)** Tanques Estaciones Doméstico: Limpieza, reparación y mantenimiento de tanques en Humberto Suarez 1 y 2, Limatambo, Pampatambo y Tiguipa.	**a)** Se adjudicaros todos los servicios para la limpieza, reparación y mantenimiento, se tiene un avance total del 15%, todos los trabajos serán concluidos en 2018.
	Proyectos Especiales	**a) Integridad gasoducto GSCY Fase I:** Atender el mantenimiento de los tramos críticos A y B (Fase 1) **b) Equipos para Intervención de Ductos:** Adquisición de equipos.	**a)** Se adjudicó los servicios de construcción y adquisición de tubería para las camisas de protección. Se obtuvo la aprobación de la ANH. **b)** Se realizó la adjudicación directa para provisión de equipos.

CATEGORÍA	PROYECTO	META PROGRAMADA	META ALCANZADA
		c) Equipos y Herramientas para Mantenimiento de Ductos: Adquisición de equipos y herramientas. **d) Adecuación Poliducto OCOLP II - Fase 2:** Adjudicación y pago de anticipo de unidades de bombeo. **e) Renovación de unidades de bombeo (Fase 1) – Poliductos:** Adjudicación y pago de anticipo de unidades de bombeo.	**c)** En proceso de revisión de pliegos y proceso de licitación. **d)** Se identifican alternativas de optimización para atender las necesidades de ejecutar este proyecto y que paralelamente cubren otras necesidades del sistema de transporte del occidente. Se presenta a la ANH la conceptualización de la alternativa identificada. **e)** Se concluyó la elaboración de las especificaciones técnicas y el informe para aprobación de Directorio para el proceso de licitación.
	Mantenimiento mayor de Compresores, grupos electrógenos, Micro turbinas; proyectos de seguridad operativa, optimización, infraestructura, proyectos especiales y otros proyectos menores ejecutados por GTB	**a)** Renovación de la Licencia Ambiental **b)** Iniciar la Automatización de válvulas y generadores. **c)** Ejecución de Overhaul sin fallas operativas en Estación Izozog. **d)** Overhaul Microturbinas realizado. **e)** Implementación de los Motores Slow Roll a las seis (6) unidades Titan 130S que se encuentran instaladas en las Estaciones Izozog, Chiquitos y Roboré. **f)** Overhaul Grupos electrógenos ejecutado al 100%.	**a)** Licencia Ambiental Renovada DIA 611(d)/17. **b)** Ejecutado sin inconvenientes como parte del Plan de automatización de equipos en el DDV. **c)** Overhaul al turbocompresor de la unidad TC-5010 en Estación Izozog ejecutado. **d)** El overhaul ejecutado a las microturbinas se realizó satisfactoriamente. **e)** Se realizó el montaje de 6 motores en las estaciones programadas. **f)** El overhaul ejecutado a los Grupos Electrógenos se realizó satisfactoriamente.

A continuación, se señalan los avances de los principales proyectos de cada una de las Empresas citadas:

YPFB TRANSPORTE S.A.

<u>Gasoducto Incahuasi Cochabamba (GIC)</u>

Objetivo del Proyecto: El proyecto considera la construcción de un nuevo gasoducto **de** aproximadamente 455 km y 24” de diámetro en el tramo Incahuasi – Huayñacota, que permitirá incrementar en 238 MMpcd el suministro de gas natural al mercado interno del occidente del país.

Resultados alcanzados durante el 2017:

- Se obtuvo la aprobación de declaración de interés nacional del proyecto lo cual permitirá viabilizar las aprobaciones regulatorias y continuar con los procesos de adquisición de materiales y servicios para iniciar la etapa constructiva del proyecto.
- Se concluyó las Ingeniería del proyecto.

Expansión Gasoducto Sucre Potosí (GSP) Fase I

Objetivo del Proyecto: Atender la demanda de gas natural para el mercado de Potosí, incrementando la capacidad de transporte del Gasoducto Sucre Potosí (GSP) de 6,8 MMpcd a 10,37 MMpcd mediante la construcción de un gasoducto de 10" de diámetro y 56,6 km de longitud aproximada en el tramo Mariaca - Potosí.

- Estado actual del proyecto en términos de avance físico:
- Expansión GSP Fase I: Ejecución física acumulada del 91%

Resultados alcanzados durante el 2017:

- Se obtuvo la aprobación del perfil reformulado del proyecto por parte del Ente Regulador, esto debido a variantes identificadas en el desarrollo de la Ingeniería.
- Se concluyó la construcción de las obras de tendido, soldadura y entierro del 100% de la línea en actual construcción.
- Avance de 61% en ejecución de las Pruebas Hidráulicas.

Extensión Gasoducto Carrasco Yapacani (GCY)

Objetivo del Proyecto: Incrementar la capacidad de transporte del Gasoducto Carrasco – Yapacaní (GCY) de 128,2 MMpcd a 144,0 MMpcd, para cumplir con la demanda proyectada del mercado interno de occidente.

Algunas imágenes de la fase constructiva se aprecian a continuación:

Estado actual del proyecto en términos de avance físico:

- Extensión GCY: Avance físico acumulado del 100%.

Resultados alcanzados durante el 2017:

Se concluyó el proyecto en el plazo aprobado por la ANH y se cuenta con la Licencia de Operación.

Flexibilización GIJA

Objetivo del Proyecto: Construcción de dos líneas paralelas de 1,5 km x 16" de diámetro entre la Estación de Compresión GIJA y la Estación de Regulación y Medición Campo

Grande, además de facilidades asociadas de regulación y medición. El proyecto permitirá el direccionamiento del flujo de gas natural desde la estación de compresión GIJA para dar estabilidad al suministro de gas natural a la Planta Separadora de Líquidos de Gran Chaco.

Estado actual del proyecto en términos de avance físico:

- Flexibilización GIJA: Ejecución física acumulada del 100%
- Las líneas paralelas fueron habilitadas durante la gestión 2015, durante la gestión 2016 se instalaron los equipos principales de medición y regulación definitivas.

Resultados alcanzados durante el 2017:

Se concluyó la instalación de facilidades de medición y regulación definitivas.

YPFB TRANSIERRA S.A

<u>Estación de Compresión Parapetí</u>

Objetivo del Proyecto: Incrementar la capacidad de transporte de gas natural del Gasoducto Yacuiba Rio Grande (GASYRG) hasta 26 MMmcd (Fase I) y si el mercado lo requiere hasta 28 MMmcd (Fase II), a través de la implementación de la Estación de Compresión de Parapetí, para garantizar la provisión de gas natural y satisfacer la demanda proyectada del sistema de transporte.

Estado actual del proyecto en términos de avance físico:

- Estación Parapetí: Ejecución física acumulada del 95%

Resultados alcanzados durante el 2017:

- Se realizó el montaje de piping en general, equipos y estructuras de la Estación. En equipos se tiene concluido el montaje de turbocompresores, Aero enfriadores de gas, skids de gas combustible, calentadores de gas, moto generadores, compresores de aire, acumuladores de drenajes; en estructuras se tiene concluido el montaje de la estructura de sala de máquinas, estructura y oficinas para taller de mantenimiento y almacén; almacén para depósito de lubricantes.
- En el área eléctrica e instrumentación; se realizó el montaje y cableado de las torres de iluminación en general; tendido de cables de potencia e instrumentación en general; montaje de tableros en sala CCM, banco de baterías y paneles en general en la sala de control.
- Se están realizando actividades de pre comisionado y comisionado del sistema de control de proceso, seguridad y comunicación; pre comisionado de tableros de transferencia moto generadores, pre comisionado turbocompresores, skids de gas combustible, calentadores de gas.

- En el área civil se tendrá concluida la construcción de la sala de control, vivienda, portería, taller, almacén, sala de generadores y caminos internos de la estación.
- Para el cierre de la gestión 2017, se iniciaron las actividades de pre comisionado de los equipos primarios de compresión, del sistema de control, seguridad y comunicación de planta, estimándose para el mes de abril 2018 concluir las actividades menores de cierre de obras en las diferentes especialidades y la desmovilización de la contratista de obra.

Cruce Río Pilcomayo

Objetivo del Proyecto: Construir un nuevo cruce de río del GASYRG a fin de disminuir la posibilidad de una rotura del gasoducto debido a las fuertes corrientes del Río Pilcomayo. El nuevo cruce, será de mayor longitud y profundidad, pero mantendrá las mismas características técnicas de diseño y construcción del gasoducto inicial.

Estado actual del proyecto en términos de avance físico:

- Avance Físico del Proyecto (Fase I): 100%.

Resultado alcanzado durante la gestión:

- Se realizó trabajos de restauración y pruebas de fugas y de resistencia mecánica.
- En marzo 2017 se concluyó la Construcción de la Variante del Cruce Río Pilcomayo, quedando pendiente sólo la Fase II (Interconexión).
- En el segundo semestre se realizó la evaluación técnico-económica del servicio de interconexión, como resultado de la misma y con el objeto de optimizar recursos del proyecto (materiales y costos) se definió cambiar la metodología de interconexión: line stop por corte y soldadura con corte de flujo.
- Se concluyó con la elaboración de los TDR para la licitación de construcción de control y fiscalización, en 2018 se licitará ambos servicios.

GAS TRANSBOLIVIANO
Continuidad del Servicio
Objetivo del Proyecto: Asegurar la continuidad de las operaciones para proveer el servicio de transporte de gas ininterrumpido. Contempla proyectos que aseguran la continuidad de la operación en estaciones e inversiones en herramientas y equipos que se constituyen en activos para la compañía.
El cumplimiento de las Inversiones 2017 llegó al 90% de su programación, siendo de gran relevancia las categorías de Continuidad Operativa y Optimización, ya que las mismas contribuyeron con el 82% de la ejecución total.

2.3.5 Principales Resultados Programados y Alcanzados en Comercialización

En Comercialización se tienen los siguientes resultados alcanzados en la gestión 2017, encarados por YPFB Casa Matriz:

Empresa	Resultado programado 2017	Resultado a diciembre 2017
Casa Matriz	Construcción de 14 Estaciones de Servicio (EESS) en Zonas con GNL: 6 Estaciones de Servicio en las localidades de Copacabana, Caranavi, Llallagua, Mora, Challapata y Guayaramerín. 8 EE.SS. inicio de la construcción en las localidades de: Robore, Rurrenabaque, Tupiza, Coroico, Guanay, Villazon, San Ignacio de Velasco y San Borja con un avance promedio al 50%.	✓ 6 EE.SS.: Avance físico Copacabana (49%), Caranavi (60%), Challapata (50%), Mora (68%) Llallagua (24%) y Guayaramerín reporta un avance del 21%. ✓ Las EE.SS. de Robore, Rurrenabaque, Uyuni, Tupiza y Villazon se encuentran en proceso de contratación. ✓ Las EE.SS. de Guanay, San Ignacio de Velasco y San Borja, se encuentran en complementación de documentos legales, para su consideración.
	Conclusión de la construcción de las EESS de San Lucas y Padcaya. Inicio y conclusión de la Construcción de la Estación de Terminal de Buses – Potosí Inicio de la construcción de las ESS de San Matías, El Puente y Orinoca, con avance promedio del 52% y Senkata (35% avance)	✓ 2 EESS EE.SS. concluidas en: San Lucas y Padcaya. ✓ Estación de Servicio: Terminal de Buses – Potosí reporta un avance físico del 57%. ✓ En trámite de derecho propietario del resto de las EESS, por parte de los GAM's.
	Construcción y adecuación de Cargadero para Combustibles Líquidos en Senkata.	✓ Se cuenta con la ingeniería básica aprobada y se iniciaron las obras civiles, 10%
	Avance del 100 % en las obras de Remodelación y Adecuación para las plantas de engarrafado de Trinidad, Bermejo, Tupiza, Oruro, Cobija, Puerto Villarroel, Puerto Suarez y Monteagudo	✓ Fase I: las Plantas de Oruro, Cobija, Puerto Villarroel, Puerto Suarez y Monteagudo, avance promedio del 95% en obras civiles e instalación electromecánica de las plantas. ✓ La Fase II con las Plantas Trinidad, Bermejo, Tupiza se cuenta con la validación de ingeniería de detalle y se empezaron las obras civiles avance físico promedio 15%
YPFB Aviación	Adquisición y Ensamblaje de 3 refuellers de 5000 Galones y otro de 1000 Galones.	✓ 4 Refuellers concluidos y en operación
	Incremento de la capacidad de almacenaje en las plantas Trinidad (80 m3) y Tarija (150 m3)	✓ Concluido en Trinidad y en proceso de obtención de permisos en Tarija
	Continuidad Operativa en aeropuertos (CBB, SRE, TDD, BYC, VVI, LPB, PSZ, TJA, RIB, GYA, SRZ, VVI, POI)	Pintado de Tanques y líneas en Viru Viru y Cochabamba, taller concluido, adecuación de líneas Viru Viru. Movimiento de gabinete en Trompillo, obras civiles para gabinete en Trinidad. Compra de Material contra incendios, compra de equipos, herramientas.

Empresa	Resultado programado 2017	Resultado a diciembre 2017
	Adecuación de Plantas (CBB, SRE, TDD, BYC, VVI, LPB, PSZ, TJA, RIB, GYA, SRZ, VVI, POI)	Instalación de alarmas de sobrellenado en Cochabamba y Trompillo. , obras civiles Trinidad.
	Construcción de Planta Oruro	Obras civiles concluidas, tanques y obras mecánicas concluidas.
	Construcción de Planta Alcantari	Tanques concluidos, avance en ejecución de obras civiles y mecánicas.
	Construcción de Planta Uyuni	Tanques Concluidos, Avance en obtención de Licencia Ambiental
	Construcción Planta Chimoré	Skids Concluidos, avance en obtención de Licencia Ambiental
	Fortalecimiento Tecnológico: Compra de Equipos, Software, Licencias, etc.,	Compra de equipos y Software.

Casa Matriz:

Construcción de Estaciones de Servicio de Mediana Capacidad para Ciudades Intermedias:

Para la presente gestión se concluyeron obras en se concluyeron las EE.SS. en las localidades de San Lucas y Padcaya.

Implementación de 50 Estaciones de Servicio:
Inicio de construcción de una Estación de Servicio en la **terminal de buses de Potosí:** reporta un avance físico de las obras del 57%.

Estaciones de Servicio en zonas con GNL – Bolivia:

- Se han concluido las EE.SS: San José de Chiquitos, Cabezas, Ascensión de Guarayos, San Julián, Achacachi, Pompeya – Trinidad y Héroes del Chaco en Riberalta.
- En construcción están: Copacabana (49%), Caranavi (60%), Llallagua (24%), Mora (68%), Challapata (50%) y Guayaramerín (21%),
- Proceso de elaboración de informes de evaluación de la construcción de las EE.SS.: Uyuni, Robore, Rurrenabaque, Tupiza y Villazón

Remodelación y Adecuación de Plantas de Engarrafado:

Fase I las Plantas de Oruro, Cobija, Puerto Villarroel, Puerto Suarez y Monteagudo, tiene un avance del 95% en obras civiles e instalación electromecánica, se prevé sus conclusiones en enero 2018.

Fase II con las Plantas Trinidad, Bermejo, Tupiza cuentan con la ingeniería de detalle validada, se iniciaron las obras civiles, avance físico promedio del 15%.

Construcción y adecuación de Cargadero para Combustibles Líquidos en Senkata: el proyecto inició en marzo 2017 y actualmente cuenta con la ingeniería básica y de detalle aprobada, se iniciaron las obras civiles, avance físico del 10%

YPFB Aviación:

Equipamiento con Unidades abastecedoras de Combustible

Objetivo del Proyecto: Garantizar el abastecimiento de combustible de aviación en Plantas que requieran incrementar su capacidad de venta o requieran reemplazo por obsolescencia además mejorar el proceso de abastecimiento, atendiendo oportunamente los requerimientos de las aerolíneas evitando demorar por fallo o falta de combustible.
Estado actual del proyecto en términos de avance físico: 100% A diciembre se concluyó con la ejecución programada de este proyecto en la gestión 2017 con el ensamblaje de 2 unidades de 5000 galones, y la compra de una unidad de 5000 galones y otra de 10mil galones.

Construcción de Planta Alcantari

Objetivo del Proyecto: Garantizar el abastecimiento de combustible de aviación en el nuevo Aeropuerto de Alcantari al que se trasladó todas las operaciones del Aeropuerto Juana Azurduy, que beneficia a toda la población de Chuquisaca así también a las actividades económicas, sociales y de turismo.
Estado actual del proyecto en términos de avance físico: A diciembre se concluyeron con las obras civiles, eléctricas y mecánicas, quedando pendiente la instalación de servicios básicos, alarma de sobre llenado y puesta en marcha, los cuales que se ejecutarán en la gestión 2018.

Construcción de Planta Oruro

Objetivo del Proyecto: Garantizar el abastecimiento de combustible de aviación en el nuevo Aeropuerto de Oruro que beneficia a toda la población de Oruro beneficiando así las actividades económicas y sociales de este departamento.
Estado actual del proyecto. El proyecto de construcción de Planta Oruro a diciembre 2017 cuenta con obras civiles y tanques concluidos, además de las conexiones mecánicas al skid[7], y caminos de acceso. Quedando pendiente las actividades de puesta en marcha y calibración de tanques.

Construcción de Planta Uyuni

Objetivo del Proyecto: Asegurar el servicio público de abastecimiento de combustibles de aviación en el aeropuerto Joya Andina del departamento de Potosí.
Estado Actual del Proyecto: A diciembre de 2017 se cuenta con la construcción de isotanques concluida. Para poder instalar los mismos en planta se requiere concluir con los trámites de licencia ambiental y Autorización por parte de la ANH.

[7] Base de empotramiento de equipos estáticos

Construcción de Planta Chimoré

Objetivo del Proyecto: El objetivo general del proyecto es el contar con una planta de abastecimiento de combustible de aviación en Chimoré.
Estado Actual del Proyecto: En la gestión 2017 se avanzó en la obtención de licencias y permisos del terreno a ser utilizado.

Incremento de Capacidad de Almacenaje
Objetivo del proyecto: Garantizar la seguridad energética de combustible de aviación, aumentando la capacidad de almacenaje en las plantas de Trinidad, Tarija y el Trompillo y de esta manera cumplir el contrato maestro con AASANA el cual indica que la autonomía de estas plantas no deberá ser menor a 5 días

- **Incremento de capacidad de almacenaje planta Trinidad – TDD**
  En la gestión 2017 se tiene planificado concluir con las obras civiles y obras mecánicas para la interconexión de tanques. El alcance en la planta de Trinidad constituye un incremento de 80 m3 en el almacenaje de Jet Fuel. A diciembre de 2017 se concluyó con las obras civiles.
- **Incremento de capacidad de almacenaje planta Tarija – TJA**
  El proyecto en general tiene por finalidad la construcción de las obras civiles y mecánicas para incremento de capacidad de almacenaje en 150 m3
  A diciembre de 2017 se concluyó la ingeniería y los permisos correspondientes para la ampliación de la planta.

2.3.6 Principales Resultados Programados y Alcanzados en Redes de Gas

La Gerencia de Redes de Gas y Ductos a través de sus 8 Distritos: La Paz, El Alto, Oruro, Potosí, Chuquisaca, Cochabamba, Santa Cruz y Beni, para la gestión 2017 programó la ejecución de actividades destinadas al desarrollo de la distribución de gas natural a nivel nacional teniendo como meta, la construcción y tendido de Red Primaria y Red Secundaria, así como la conexión de instalaciones internas, información que se detallan en el siguiente cuadro:

Programación de Redes de Gas Gestión 2017

Actividades	Meta 2017	Sistema convencional	Sistema Virtual
Instalaciones Internas (número de predios)	100.000	82.096	17.904
Red Primaria (metros)	165.450	140.712	24.739
Res Secundaria (metros)	1.999.278	1.596.668	402.610

En el cuadro adjunto se resume la programación y ejecución de las actividades, al mes de diciembre de la gestión 2017[8]:

[8] Cifras Preliminares, sujetas a revisión en cada uno de los distritos de Redes de Gas.

Programación y Ejecución Gestión 2017

	Red Primaria			Red Secundaria			Instalaciones Internas		
	(metros)			(metros)			(predios)		
Distrito	**Prog.**	**Ejec.**	**%**	**Prog.**	**Ejec.**	**%**	**Prog.**	**Ejec.**	**%**
La Paz	14.564	9.272	64%	88.161	80.379	91%	16.400	16.530	>100%
El Alto	9.875	10.348	>100%	129.783	133.953	>100%	16.050	16.697	>100%
Oruro	27.760	1.742	6%	86.800	91.892	>100%	5.194	8.058	>100%
Potosí	15.957	13.120	82%	113.234	98.370	87%	5.200	5.392	>100%
Chuquisaca	10.734	10.610	99%	54.000	69.403	>100%	3.050	4.398	>100%
Cochabamba	30.000	33.010	>100%	408.000	437.487	>100%	20.000	20.178	>100%
Santa Cruz	45.440	48.850	>100%	906.980	446.035	49%	27.856	22.496	81%
Beni	11.120	1.116	10%	212.320	42.255	20%	6.250	2146	34%
Total	**165.450**	**128.065**	**77%**	**1.999.278**	**1.399.771**	**70%**	**100.000**	**95.895**	**96%**

Fuente GRGD, con cifras preliminares.

En el cuadro anterior se muestra un avance del 96% en instalaciones internas que se logró con la ejecución de 95.895 instalaciones de las 100.000 programadas para la gestión, cabe mencionar que en la gestión 2017 se consideraron las instalaciones dadas de alta del sistema convencional y construidas en el virtual. De esta manera, en las actividades de construcción y tendido de la Red Primaria se tiene un avance del 77% que alcanzó la ejecución de 128.065 metros de tendido de ducto cuya programación fue de 165.450 metros, por otro lado en Red Secundaria se tiene una ejecución del 70% habiendo realizado el tendido de 1.399.771 metros de ducto.

El avance total de las actividades para el tendido de la Red Primaria, Red Secundaria y conexión de Instalaciones Internas, comprende la ejecución física tanto en el sistema convencional como en el sistema virtual, detalle que se refleja en los siguientes cuadros:

Sistema Convencional

Ejecución Física Sistema Convencional Gestión 2017

	Red Primaria			Red Secundaria			Instalaciones Internas		
	(metros)			(metros)			(predios)		
Distrito	**Prog.**	**Ejec.**	**%**	**Prog.**	**Ejec.**	**%**	**Prog.**	**Ejec.**	**%**
La Paz	7.886	8.594	>100%	67.860	77.585	>100%	13.000	15.519	>100%
El Alto	9.875	10.218	>100%	129.783	133.947	>100%	16.000	16.616	>100%
Oruro	27.760	1.742	6%	60.000	58.738	98%	3.118	6.293	>100%
Potosí	9.016	7.395	82%	63.125	56.165	89%	2.122	3.249	>100%
Chuquisaca	10.734	10.610	99%	54.000	69.400	>100%	3.050	4.398	>100%
Cochabamba	30.000	33.009	>100%	396.500	437.487	>100%	19.700	20.178	>100%
Santa Cruz	45.440	48.849	>100%	825.400	445.914	54%	25.106	21.391	85%
Total	**140.712**	**120.417**	**86%**	**1.596.668**	**1.279.236**	**80%**	**82.096**	**87.644**	**107%**

Sistema Virtual

Ejecución Física Sistema Virtual Gestión 2017

	Red Primaria			Red Secundaria			Instalaciones Internas		
	(metros)			(metros)			(predios)		
Distrito	**Prog.**	**Ejec.**	**%**	**Prog.**	**Ejec.**	**%**	**Prog.**	**Ejec.**	**%**
La Paz	6.678	676,78	10%	20.301	2.794	14%	3.400	1.011	30%
El Alto	-	130,45	>100%	-	6,4		50	81	>100%
Oruro	-	0		26.800	33.153	124%	2.076	1.765	85%
Potosí	6.941	5.725	82%	50.109	42.204	84%	3.078	2.143	70%
Cochabamba	-	-		11.500	-		300	0	0%
Santa Cruz	-	-		81.580	121,6	0,1%	2.750	1.105	40%
Beni	11.120	1.116	10%	212.320	42.255	20%	6.250	2146	34%
Total	**24.739**	**7.648**	**31%**	**402.610**	**120.534**	**30%**	**17.904**	**8.251**	**46%**

Fuente: GRGD. Se aclara que la Ejecución de Instalaciones Internas corresponde al número de predios construidos

2.3.7 Principales Resultados Programados y Alcanzados en Almacenaje

Empresa	ACTIVIDAD	META PROGRAMADA	META ALCANZADA
GCIL Casa Matriz	Ampliación de la capacidad de Almacenaje (ICA) – Primera Fase en Santa Cruz, Oruro, La Paz (Senkata)	• . Avance del 30% en el Proyecto a diciembre 2017.	• Ingeniería de detalle aprobada para las tres plantas, campamentos instalados, corte de suelos y relleno en las plantas de Senkata, Oruro y Santa Cruz, procura de chapas y prefabricación, procura de electrobombas y agitadores, avance físico global del proyecto del 4%
YPFB Logística	Reparación Mayor Tanque 215 de Diésel Oíl en Planta Senkata	• Restablecer la Capacidad de Almacenaje de Diésel Oíl de Planta Senkata.	• Se concluyen al 100% los trabajos de cambio de fondo y reparación mayor del Tanque 215 de Diesel Oil en Planta Senkata • Se reestablece la Capacidad de Almacenaje de Diesel Oil en Planta Senkata
	Habilitación de Nuevo Punto de Despacho para DO[9] en Planta Sucre	• Incremento de la Capacidad de despacho de DO en Planta Sucre en 600 GPM[10]. • Modernización del Sistema de despacho de DO en Planta Sucre	• Se concluye el dimensionamiento de la electrobomba y la Ingeniería del Proyecto • Se concluye la elaboración de planos constructivos, especificaciones técnicas y presupuesto para el montaje del proyecto. • Se realiza la recepción del brazo de carga, materiales mecánicos y eléctricos en Almacén Planta Santa Cruz

[9] DO: Diesel Oíl

[10] Galones por Minuto

Empresa	ACTIVIDAD	META PROGRAMADA	META ALCANZADA
			• Se realiza la recepción de la electrobomba y el Puente de Medición en Almacén Planta Santa Cruz
	Incremento de la Capacidad de Recepción de DO en Planta San José de Chiquitos	• Incremento de la Capacidad de recepción de DO en Planta San José de Chiquitos en 400 GPM. • Adecuación del Sistema de recepción de vagones tanque	• Se concluye el dimensionamiento de la electrobomba y la Ingeniería del Proyecto • Se realiza la recepción de materiales mecánicos y eléctricos en Almacén Planta Santa Cruz • Se realiza la recepción de la electrobomba en Almacén Planta Santa Cruz
	Montaje Colector y Puente de Medición Recepción Diésel Oíl Vagones – Cisternas Planta San José de Chiquitos	• Planos constructivos, especificaciones técnicas y presupuesto para el montaje del proyecto.	• Se concluye la Ingeniería de Detalle - elaboración de Planos Constructivos, Especificaciones Técnicas y Presupuesto para el montaje del proyecto
	Implementación Sistema de Espuma Planta San José de Chiquitos	• Contar con un Sistema de generación de espuma, para los tres tanques de almacenaje de Planta San José de Chiquitos.	• Se concluyen las actividades administrativas mediante la Emisión del Acta de Constitución del Proyecto • Se concluye la elaboración de la Ingeniería de Detalle del Proyecto – Elaboración de Memorias de Cálculo, Planos Constructivos, Especificaciones Técnicas y Presupuesto para el montaje del Proyecto
	Adecuación Descargadero GLP Planta Cochabamba	• Contar con una plataforma de circulación y descarguío de camiones de GLP en Planta Cochabamba.	• Se concluyen al 100% los trabajos de adecuación de la Plataforma de circulación y Descarguio de Camiones Cisterna de GLP en Planta Cochabamba
	Integración Comunicación Scada Plantas Santa Cruz, Senkata, Cochabamba y Oruro	• Contar con un Sistema de comunicación integral de control y monitoreo de los Sistema SCADA de Planta Santa Cruz, Oruro, Cochabamba y Senkata.	• Se concluye al 100% el servicio de Provisión, configuración, implementación y soporte por un año para la integración de Comunicaciones SCADA (VPN) de Plantas Santa Cruz, Senkata, Cochabamba y Oruro.

YPFB LOGISTICA S.A.

Reparación Mayor Tanque 215 de Diésel Oíl en Planta Senkata
Objetivo del proyecto: Restablecer la capacidad de Almacenaje de Diésel Oíl en de Planta Senkata, de esta manera garantizar la continuidad del servicio.

A diciembre de la gestión 2017 se logra un avance físico del 100% en la ejecución del proyecto.

Habilitación de Nuevo Punto de Despacho para DO en Planta Sucre

Objetivo del proyecto: Incrementar la capacidad de despacho de Diésel Oíl en Planta Sucre a objeto de evitar aglomeración de camiones cisternas y reclamos por parte de nuestros clientes, de esta manera garantizar la continuidad del servicio.

A diciembre de la gestión 2017 se logra un avance físico del 40% que incluye la conclusión de las siguientes actividades:

- Actividades Administrativas – Emisión del Acta de Constitución del Proyecto
- Ingeniería de Detalle del Proyecto (Dimensionamiento Electrobomba, Planos de Detalle Constructivos Mecánicos – Civiles y Especificaciones Técnicas para la Construcción)
- Recepción de la totalidad de los materiales mecánicos, eléctricos y equipos (Electrobomba y Puente de Medición) requeridos para el Proyecto

Incremento de la Capacidad de Recepción de Diésel Oíl en Planta San José de Chiquitos

Objetivo del Proyecto: Incrementar la capacidad de recepción de vagones de Diésel Oíl en Planta San José de Chiquitos mediante la adquisición y montaje de una nueva electrobomba para recepción de vagones de Diésel Oíl importado proveniente de Puerto Suarez, de esta manera se reducirá los tiempos de recepción de vagones y se garantizará la continuidad del servicio. A diciembre de la gestión 2017 se logra un avance físico del 100%.

Montaje Colector y Puente de Medición Recepción Diésel Oíl Vagones – Cisternas en Planta San José de Chiquitos

Objetivo del Proyecto: Incrementar la capacidad de recepción de vagones de Diésel Oíl en Planta San José de Chiquitos mediante el montaje de un nuevo colector de 6” y el tendido de tubería de 4” hacia Tanques 1 y 2 para recepción de vagones de Diésel Oil importado proveniente de Puerto Suarez, de esta manera se reducirá los tiempos de recepción de vagones y se garantizará la continuidad del servicio.

A diciembre de la gestión 2017 se logra un avance físico del 15% que incluye la conclusión de las siguientes actividades:

- Actividades Administrativas – Emisión del Acta de Constitución del Proyecto
- Ingeniería de Detalle del Proyecto (Dimensionamiento Electrobomba, Planos de Detalle Constructivos Mecánicos – Civiles y Especificaciones Técnicas para la Construcción)

Implementación Sistema de Espuma Planta San José de Chiquitos

Objetivos del Proyecto: Implementación y el montaje del Sistema de Espuma en Tanques de Almacenaje de Combustibles Líquidos en Planta San José de Chiquitos, permitiendo así contar con sistemas de seguridad que permitan actuar de manera inmediata en caso de algún incendio en el área de tanques.

A diciembre de la gestión 2017 se logra un avance físico del 15% que incluye la conclusión de las siguientes actividades:

- Actividades Administrativas – Emisión del Acta de Constitución del Proyecto
- Ingeniería de Detalle del Proyecto (Dimensionamiento Tanque de Espuma, Planos de Detalle Constructivos Mecánicos – Civiles y Especificaciones Técnicas para la Construcción)

Adecuación Descargadero GLP Planta Cochabamba

El objetivo del proyecto es: Construcción de una plataforma que permita adecuadas condiciones de operación de recepción de GLP en camiones cisternas, permitiendo así la circulación y maniobra de los vehículos de esta manera brindar seguridad operativa a las instalaciones y personal de Planta. A diciembre de la gestión 2017 se logra un avance físico del 100% en la ejecución del proyecto.

Integración Comunicación SCADA Plantas Santa Cruz, Senkata, Cochabamba y Oruro

El objetivo del proyecto es: Integrar la Comunicación de las Plantas donde se cuenta con tecnología SCADA a través de una red de datos virtual dedicada, información a ser centralizada en Sala de Control para monitoreo, control y soporte a las Plantas que integran el Sistema. A diciembre de la gestión 2017 se logra un avance físico del 100% en la ejecución del proyecto.

2.3.8 Principales Resultados Programados y Alcanzados en Industrialización

Una de las metas principales tanto del Gobierno Nacional como de YPFB es materializar el proceso de industrialización del gas natural dentro del territorio nacional, logrando la obtención de productos de mayor valor agregado, generando de esta manera mayores divisas para el estado en beneficio del pueblo boliviano.
En este sentido se detallan a continuación los principales proyectos de industrialización indicando sus principales resultados programados y alcanzados en la gestión 2017.

Construcción de la Planta de Propileno – Polipropileno.

Proyecto: Planta Propileno Polipropileno	
Metas Programadas 2017	**Metas Alcanzadas a diciembre 2017**
• FEED-IPC: Inicio en la Ejecución de la Ing. Básica Extendida (FEED) e Ingeniería de Detalle, Procura y Construcción (IPC) de la Planta PP.	• FEED – IPC: el Proceso de Contratación del FEED-IPC fue anulado. El proyecto fue postergado, será considerado para la gestión 2019.
• Supervisión FEED: 50.9% de Avance de la supervisión del FEED de la planta.	• Supervisión FEED: Contratación postergada, Esta contratación está ligada a la contratación del FEED-IPC.
• IPC Ductos de interconexión: 5% de avance en la IPC de ductos de interconexión.	• IPC Ductos de Interconexión: 3% de avance en el diseño de ingeniería conceptual de la interconexión de ductos, el contrato fue suspendido, requiere información que será provista por la etapa FEED.
• Adquisición del Terreno para plantas Propileno y Polipropileno: 100%.	• Terreno para el proyecto adquirido, se gestionó la cesión de terrenos para acceso vial y férreo.
• Avanzar en licenciamiento para la deshidratación del propano con tecnología OLEFLEX: 53,4%	• Licenciamiento OLEFLEX con un avance del 49,93%, el PDP (Ingeniería Básica de la planta Propileno al 100% bajo custodia de YPFB).
• Avanzar en licenciamiento y paquete de diseño básico SPHERIPOL: 39,4%	• Licenciamiento SPHERIPOL con un avance del 39,4% el PDP (Ingeniería Básica de la planta Polipropileno al 100% bajo custodia de YPFB).

Programación Gestión 2017: Se tenía programado el inicio de la ejecución del FEED-IPC de las plantas propileno polipropileno, así como la adjudicación de la supervisión del FEED-IPC y dar continuidad con el licenciamiento de tecnologías para la obtención de Propileno (UOP – OLEFLEX) y Polipropileno (Lyondell Basell – SPHERIPOL), y de la misma se proyectó dar continuidad con el IPC de los ductos de interconexión y acueducto a la planta.
Resultados al 2017: El proceso del FEED IPC de las plantas de propileno y polipropileno fue anulado, en tal sentido el proyecto fue postergado, se estima sea retomado en la gestión 2019, en función a un comportamiento favorable y positivo del sector.
Respecto a los contratos con las licenciantes de tecnología, las ingenierías básicas PDPs de deshidratación de propano y polimerización de propileno se encuentran en elaboración, los PDPs (paquetes de diseño de proceso) se encuentran en custodia de YPFB.
El licenciamiento SPHERIPOL alcanzó un avance del 39,39% y el licenciamiento OLEFLEX alcanzó un avance 49,93%, quedando pendientes pagos futuros que se concretarán contra cumplimento de hitos relacionados a la confirmación de la construcción de las plantas, el estudio de HAZOP, recetas de propileno y polipropileno y cumplimento de garantías del proceso.

Proyecto Planta GNL y Estaciones Satelitales de Regasificación (ESR).

Proyecto: Gas Natural Licuado (GNL)	
Metas Programadas 2017	**Metas Alcanzadas a diciembre 2017**
• Operación continúa de las 5 ESR's Iniciales: ESR's Operando en forma continua.	• Las 5 ESR's iniciales se encuentran operando en forma continua, suministrando gas natural a las poblaciones beneficiadas.

Proyecto: Gas Natural Licuado (GNL)	
Metas Programadas 2017	**Metas Alcanzadas a diciembre 2017**
• Conclusión de las 22 ESR's adicionales y en operación al 100%.	• De las 22 ESR's Adicionales: 20 ESR's están concluidas y en operación, 2 ultimas en pruebas finales y a la espera de interconexión y recepción definitiva. (Cobija, San Ignacio de Moxos).
• Construcción de protección climáticas para la Planta GNL: 100%	• Protecciones climáticas de la planta concluidas al 100%.
• Construcción del campamento permanente de la planta GNL: 100%	• 77,26% (obra paralizada, en proceso de resolución de contrato, en proceso de una nueva contratación).
• Procura de 12 cisternas criogénicas Fase II: 68% de avance en la procura.	• Procura de 12 Cisternas Criogénicas Fase II: proceso de contratación declarado desierto.
• Procura de 11 Tractocamiones Fase II: 100% de avance de la procura.	• Procura de 11 Tractocamiones Fase II: Proceso de contratación desestimado, debido a que está supeditado a la contratación de las cisternas criogénicas.
• IPC 5 nuevas ESRs: en inicio de construcción	• IPC 5 nuevas ESR's: Se dio la emisión de la orden de proceder y se efectuó la reunión de arranque KOM (kick off meeting) conjuntamente con la contratista, para revisión de documentación de ingeniería, procedimientos de medición y procedimientos de trabajo, planos, etc.

Programación gestión 2017: Para esta gestión se programó la conclusión de los proyectos complementarios a la planta GNL así como la conclusión y puesta en operación al 100% de las 22 ESR's adicionales y el inicio del IPC de 5 ESR's nuevas

Resultados al 2017: La Planta GNL se encuentra funcionando y alimentando con GNL a 32 Cisternas Criogénicos para suministro del sistema de distribución a través del gasoducto virtual hacia las poblaciones beneficiadas, donde se encuentran implementadas las ESR's .

- 5 ESR's Iniciales: Asunción de Guarayos, San Julián, San José de Chiquitos, Cabezas y Tupiza. (Concluidas y en Operación)
- 22 ESR's: Desaguadero, Copacabana, Achacachi, Coroico, Caranavi, Guanay, Huanuni, Challapata, Llallagua, Uyuni, Villazón, Riberalta, Guayaramerín, Rurrenabaque, San Borja, Trinidad, San Ignacio de Velasco, Moras, Roboré y Santa Ana de Yacuma se encuentran en operación sin embargo **(Cobija y San Ignacio de Moxos**) se encuentran concluidas y a la espera de la interconexión a la red de distribución para puesta en marcha.

Construcción de la Planta de Amoniaco y Urea en Bulo-Bulo, Cochabamba

Proyecto: Planta Amoniaco Urea	
Metas Programadas 2017	**Metas Alcanzadas a diciembre 2017**
• Conclusión del IPC de la planta AYU: Planta finalizada al 100% y en operación comercial.	• Conclusión del IPC de la planta AYU: Avance al 100% de la construcción de la planta AYU, planta en operación y actividades comerciales.
• IPC del patio de Maniobras + interconexión a línea férrea: avance físico al 100%.	• IPC del patio de Maniobras + interconexión a línea férrea: obra concluida, en revisión del certificado de liquidación final

Proyecto: Planta Amoniaco Urea	
Metas Programadas 2017	**Metas Alcanzadas a diciembre 2017**
• Campamento permanente: 100% en la construcción del campamento.	• Campamento permanente: 63,55% de avance en la construcción del campamento.
• Acceso vial: recepción definitiva del acceso vial.	• Acceso vial: 90% de avance (obra paralizada, se resolverá contrato y se procederá a una nueva contratación).
• Procura de vagones Férreos: 100% de procura de los vagones.	• Procura de vagones Férreos: 250 vagones concluidos y en propiedad de YPFB.
• Procura de los contenedores: 100% de la procura de contenedores.	• Procura de los contenedores: 500 Contenedores concluidos y en propiedad de YPFB

Programación Gestión 2017: Para la gestión 2017 se tiene programada la conclusión de la construcción de la planta Amoniaco Urea, así como el inicio de operaciones comerciales a través de la puesta en marcha de todos los sistemas y subsistemas para lograr la producción de urea granulada en especificación para comercialización en mercados de destino. De la misma manera se tiene programada la conclusión del IPC del patio de maniobras y la interconexión a la línea férrea, la recepción definitiva del acceso vial, la conclusión del campamento permanente de la planta y la procura total de los vagones férreos y contenedores.
Resultados al 2017: El proyecto Amoniaco – Urea pasó de proyecto a planta en operación luego de su inauguración el 14 de Septiembre del 2017, en esta gestión se logró efectuar el "Performance Test" de la planta con la aprobación de todos los sistemas subsistemas y puesta en marcha para dar inicio de operaciones y producción de urea en especificación, así como las actividades de comercialización de urea a los mercados de destino (se logró concretar la comercialización de urea al Brasil mediante un Trader Internacional, y dentro del territorio nacional a través de la empresa EEPAF Empresa Estratégica de Producción de Abonos y Fertilizantes, a través de la firma de un contrato con la Unión de Cañeros de Guabirá, a través de venta directa en planta, de la misma manera se logró concretar un punto de venta en la ciudad de montero).

2.3.9 Principales Resultados en Otras Inversiones

Acceso Vial Los Lotes Planta Rio Grande

La construcción de Acceso Vial Los Lotes - Planta Rio Grande, fue concluida al 100%; la entrega definitiva se realizó el 5 de octubre 2017. El resultado alcanzado corresponde a 44,3 Km de la carretera, las obras complementarias como un apéndice de acceso a la planta, la construcción de una rotonda y los anchos de vía dimensionados para parqueo de cisternas

Proyectos de Infraestructura

En infraestructura al mes de diciembre destaca el avance de los siguientes Proyectos:

Construcción de Edificio Corporativo La Paz:

Programación 2017 avance general: 80% de ejecución física del proyecto, obras civiles concluidas; equipamiento en ejecución.

Resultados: Avance físico de obras civiles al 100% se cuenta con recepción provisional, ascensores concluidos, cableado estructurado 100%, generadores y trazos 100%, equipos de generación 100% , equipos de climatización 100%, avance del 100% en equipos de elevación, climatización acondicionamiento acústico los componentes de

provisión e instalación de:, provisión de Mobiliario e instalación y puesta en marcha de sistemas contra incendios y el componente de automatización y fortalecimiento tecnológico se iniciarán en los primeros meses de la gestión 2018.

Construcción del Archivo Institucional El Alto:

- **Programación 2017,** 100% de avance físico en construcción y supervisión.

- **Resultados: Avance** físico de obras civiles cuenta con recepción definitiva componentes de provisión e instalación de: climatización; equipos de generación, equipos de elevación al 85%, en proceso la provisión de Mobiliario e instalación y puesta en marcha de sistemas contra incendios.

Mejoramiento de Infraestructura de Distritos Comerciales:

- **Programación 2017,** 1 proyectos con avance físico del 100% y 2 proyectos con más del 80% de ejecución.
- **Resultados:** Avance físico de 2 obras civiles al 100%, se cuenta con recepción provisional y recepción definitiva en Tarija y Riberalta; los componentes de provisión e instalación de: climatización; equipos de generación, equipos de elevación, provisión de Mobiliario e instalación y puesta en marcha de sistemas contra incendios están en ejecución.

Construcción del Museo Tecnológico Santa Cruz

- **Programación 2017,** 1 proyecto cuenta con avance físico del 100% de la ejecución total de proyecto.
- **Resultados:** El proyecto presenta una ejecución de obra civiles al 100%, el equipamiento será ejecutado durante la gestión 2018.
-

Mejoramiento de Infraestructura de Distrito Amazónico

- **Programación 2017,** 1 proyectos con avance físico al 100%,
- **Resultados:** el proyecto de “Construcción de Infraestructura Riberalta fue declarado desierto dos veces y se inició la tercera convocatoria.

Construcción del Edificio Oruro

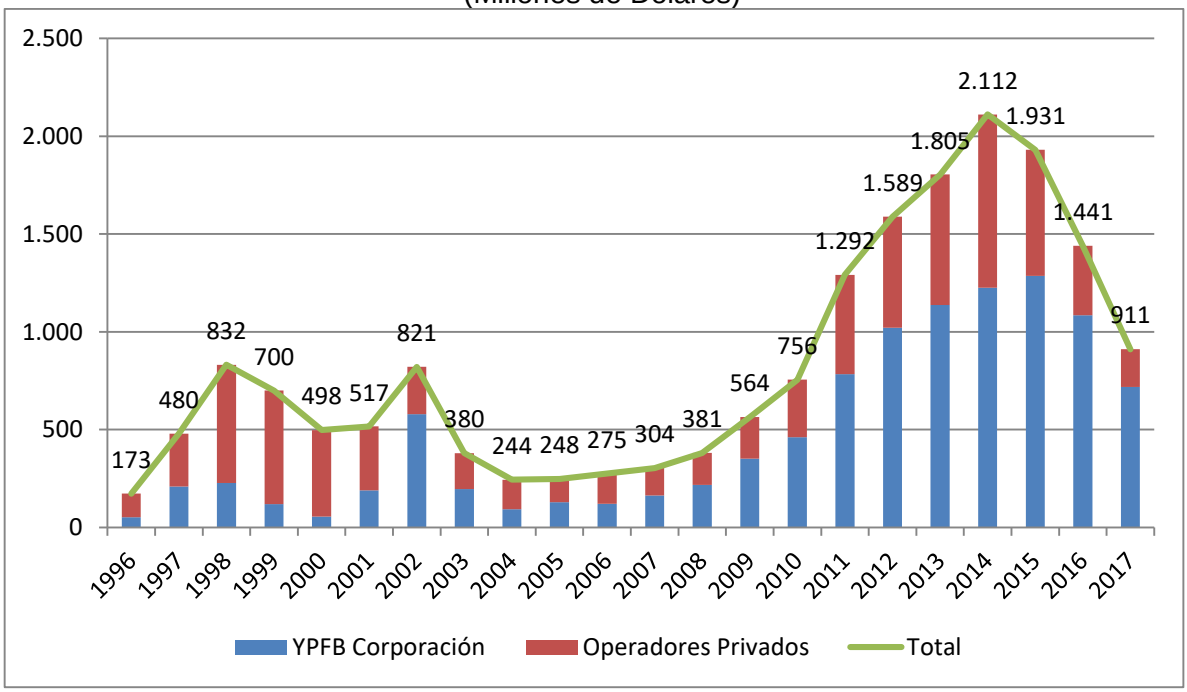
- **Programación 2017,** 1 proyecto cuenta con avance físico del 100% de la ejecución total de proyecto.
- **Resultados:** El proyecto presenta una ejecución de obra civiles al 39%, El equipamiento será instalado en la gestión 2018.

2.3.10 Ejecución del Presupuesto de Inversión

YPFB en los 12 últimos años después de la nacionalización de los Hidrocarburos, ha logrado alcanzar una inversión acumulada de $us 13.361 MM. En los 10 años anteriores a la Nacionalización, las inversiones en el sector alcanzaron solo $us. 4.893 Millones. A partir de

la gestión 2015 las inversiones comienzan a bajar producto de la caída de los precios del petróleo en los mercados internacionales, tal como se puede apreciar en el gráfico siguiente:

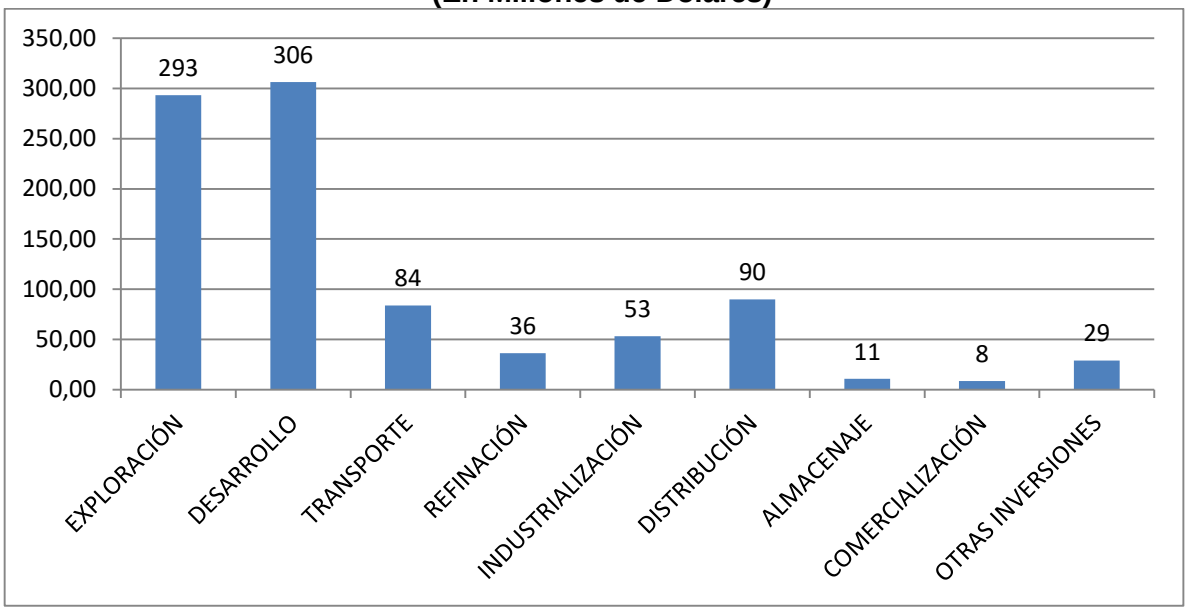
Inversiones del sector de Hidrocarburos 1996 a 2017
(Millones de Dólares)



Fuente: GPC-YPFB

YPFB, para la gestión 2017, programó $us. 1.876 Millones de cuyo monto, el 38,7% corresponde a inversiones que está programado YPFB Casa Matriz, el 42,9% corresponden a inversiones de las Empresas Filiales y Subsidiarias de YPFB y el restante 18,4% son inversiones programadas por las Empresas Operadoras Privadas con contratos petroleros.
La ejecución de la gestión alcanzó a 911 Millones de dólares que corresponde al 48,5% del total programado. Este porcentaje de ejecución obedece a una priorización de la inversión en el sector, destinando los recursos a proyectos priorizados de Exploración y Desarrollo de campos.
Del monto total, ejecutado en el 2017, un 45% le corresponde al conjunto de Empresas Filiales y Subsidiarias de YPFB; el 33% de la inversión fue realizada por la Casa Matriz de YPFB y el restante 22% es atribuido a las Empresas Operadoras Privadas.
Con relación a la inversión del 2017 por actividad de la cadena, el 66% corresponde a inversiones ejecutadas en proyectos de Exploración y Explotación de Hidrocarburos, el 10% le corresponde a proyectos para ampliar la cobertura de redes de gas domiciliario, el 9% para proyectos de transporte de hidrocarburos, el 6% para la fase final de los proyectos de industrialización (Amoniaco – Urea y las Estaciones Satelitales de Regasificación), el 4% para proyectos de Refinación de los Hidrocarburos y el 5% restante para las otras actividades de la cadena.

Gestión 2017: Inversión por Actividad de la Cadena
(En Millones de Dólares)



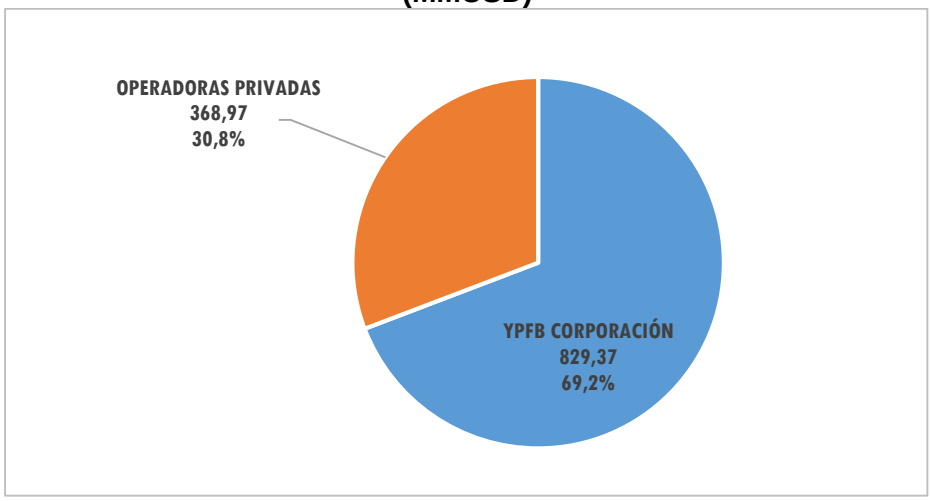
Fuente: GPC - YPFB

2.4 Programa De Inversiones 2018 Sector De Hidrocarburos

2.4.1 Introducción

La inversión programada por las diferentes empresas que operan el sector de hidrocarburos para 2018 asciende a 1.198,3 MMUSD con una participación del 69,2% de YPFB Corporación (YPFB Casa Matriz y sus Filiales y Subsidiarias) y un 30,8 % de las empresas operadoras privadas a nivel nacional, tal y como se muestra a continuación:

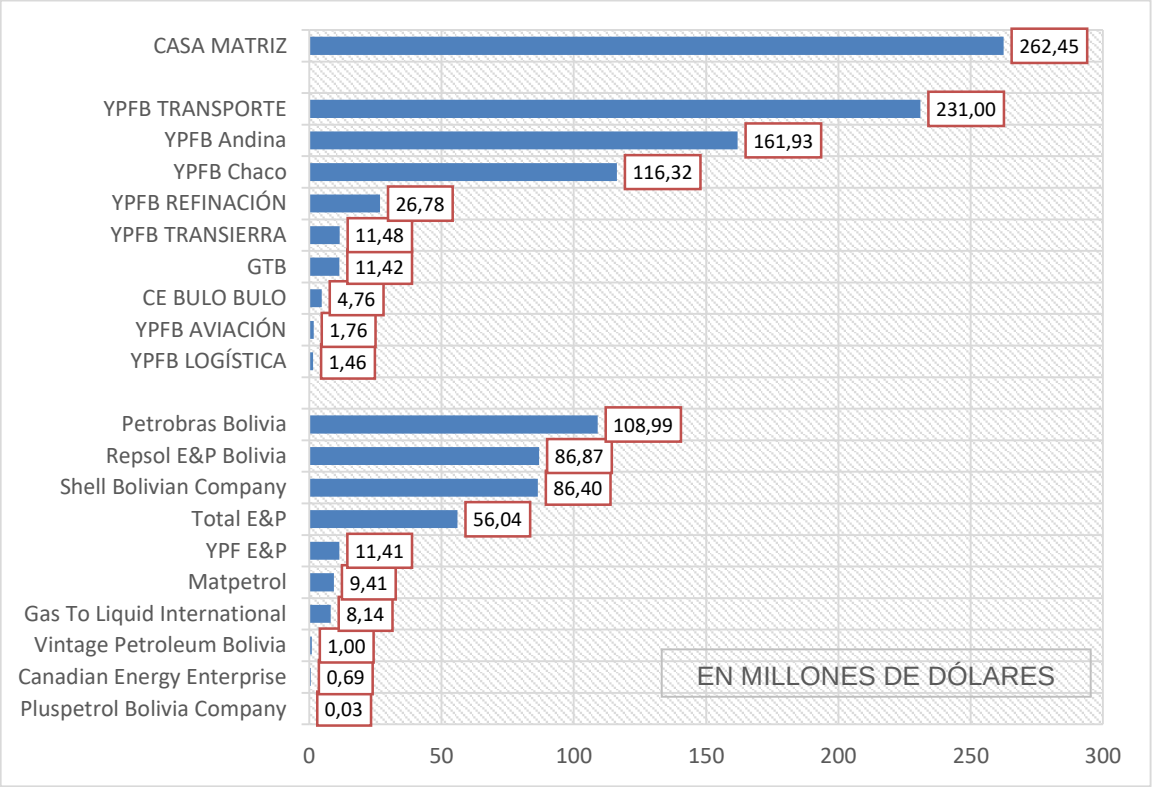
INVERSIÓN PROGRAMADA 2018
SECTOR DE HIDROCARBUROS
(MMUSD)



YPFB Casa Matriz lidera las inversiones programadas en el sector para 2018 con un presupuesto de 262.4 MMUSD, equivalente al 21.9% de la inversión total programada. En orden de importancia, le siguen las empresas YPFB Transporte con una inversión de 231,0

MMUSD, YPFB Andina con 161,9 MMUSD e YPFB Chaco con un presupuesto de 116,3 MMUSD.

Las empresas operadoras privadas con mayores inversiones son: Petrobras Bolivia con un presupuesto de 109,0 MMUSD, Repsol E&P Bolivia con 86,9 116,3 MMUSD, Shell Bolivian Company con 86,4 116,3 MMUSD y la empresa Total E&P con una inversión programada de 56,0 116,3 MMUSD para 2018, tal y como se expone a continuación:



TIPO DE EMPRESA/EMPRESA	2018 (MMUSD)	%
CASA MATRIZ	**262,4**	**21,9%**
SUBSIDIARIAS	**566,9**	**47,3%**
YPFB TRANSPORTE	231,0	19,3%
YPFB Andina (*)	161,9	13,5%
YPFB Chaco (*)	116,3	9,7%
YPFB REFINACIÓN	26,8	2,2%
YPFB TRANSIERRA	11,5	1,0%
GTB	11,4	1,0%
CE BULO BULO	4,8	0,4%
YPFB AVIACIÓN	1,8	0,1%
YPFB LOGÍSTICA	1,5	0,1%
OPERADORAS PRIVADAS	**369,0**	**30,8%**
Petrobras Bolivia	109,0	9,1%
Repsol E&P Bolivia	86,9	7,2%
Shell Bolivian Company	86,4	7,2%
Total E&P	56,0	4,7%
YPF E&P	11,4	1,0%
Matpetrol	9,4	0,8%
Gas To Liquid International	8,1	0,7%

Vintage Petroleum Bolivia	1,0	0,1%
Canadian Energy Enterprise	0,7	0,1%
Pluspetrol Bolivia Company	0,0	0,0%
Total general	**1.198,3**	**100,0%**

(*) El presupuesto incluye la participación en proyectos no operados

El programa de inversiones 2018 en el sector está orientado principalmente a la implementación de proyectos de Exploración, Desarrollo y Transporte, actividades que en conjunto concentran un 80.9% del presupuesto total programado en dicha gestión, tal y como se muestra a continuación:

ACTIVIDAD	CASA MATRIZ	SUBSIDIARIAS	OPERADORAS PRIVADAS	2018 (MM$us)	%
	21,9%	**47,3%**	**30,8%**		
EXPLORACIÓN	71,8	86,7	220,9	**379,4**	**31,7%**
DESARROLLO		191,0	145,7	**336,7**	**28,1%**
TRANSPORTE		253,9		**253,9**	**21,2%**
DISTRIBUCIÓN	103,9			**103,9**	**8,7%**
OTRAS INVERSIONES	25,9	5,3	2,4	**33,5**	**2,8%**
INDUSTRIALIZACIÓN Y PLANTAS	28,9			**28,9**	**2,4%**
ALMACENAJE	25,3	1,5		**26,8**	**2,2%**
REFINACIÓN		26,8		**26,8**	**2,2%**
COMERCIALIZACIÓN	6,7	1,8		**8,4**	**0,7%**
Total general	**262,4**	**566,9**	**369,0**	**1.198,3**	**100,0%**

El departamento que concentra la mayor parte de las inversiones programadas en 2018 en el sector es Santa Cruz con una inversión prevista de 456,7 MMUSD, seguida principalmente por los departamentos de Tarija, con un presupuesto de 283,7 MMUSD, Chuquisaca con 233.7 MMUSD y Cochabamba con una inversión programada de 112,5 MMUSD, tal y como se muestra a continuación:

DEPARTAMENTO	MONTO (MMUSD)	%
SANTA CRUZ	456,7	**38,1%**
TARIJA	283,7	**23,7%**
CHUQUISACA	233,7	**19,5%**
COCHABAMBA	112,5	**9,4%**
LA PAZ	49,9	**4,2%**
POTOSÍ	21,4	**1,8%**
ORURO	19,0	**1,6%**
BENI	13,7	**1,1%**
PANDO	4,2	**0,3%**
TOTAL	**1.198,34 (*)**	**100%**

(*) Incluye inversiones previstas en las facilidades de transporte de gas en Arica – Chile por parte de YPFB Transporte

A continuación se muestra la distribución de las inversiones programadas para el sector por actividad de la Cadena para cada departamento:

ACTIVIDAD	SCZ	TJA	CHU	CBBA	LPZ	PTS	ORU	BEN	PND	2018 (MM$us)	%
	38,1%	23,7%	19,5%	9,4%	4,2%	1,8%	1,6%	1,1%	0,3%		
EXPLORACIÓN	138,7	76,2	152,2	5,1	2,2	1,6	1,0	0,6	1,7	**379,4**	**31,7%**
DESARROLLO	153,3	173,0	4,1	6,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	**336,7**	**28,1%**
TRANSPORTE	91,8	30,8	69,1	45,9	3,0	7,8	1,9	0,0	0,0	**253,9**	**21,2%**
DISTRIBUCIÓN	36,1	0,0	4,6	18,0	20,4	6,6	4,8	11,3	2,1	**103,9**	**8,7%**
OTRAS INVERSIONES	5,2	2,6	1,3	6,3	14,0	0,3	3,3	0,4	0,3	**33,5**	**2,8%**
INDUSTRIALIZACIÓN Y PLANTAS	6,1	0,00	2,1	15,7	2,3	2,3	0,1	0,275	0,0	**28,9**	**2,4%**
ALMACENAJE	10,5	0,0	0,1	0,2	7,6	0,7	7,7	0,0	0,0	**26,8**	**2,2%**
REFINACIÓN	12,3	0,0	0,0	14,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,00	**26,8**	**2,2%**
COMERCIALIZACIÓN	2,8	1,1	0,1	0,5	0,3	2,3	0,2	1,2	0,1	**8,4**	**0,7%**
Total general	**456,7**	**283,7**	**233,7**	**112,5**	**49,9**	**21,4**	**19,0**	**13,7**	**4,2**	**1.198,3**	**100,0%**

(*) Incluye inversiones previstas en las facilidades de transporte de gas en Arica – Chile por parte de YPFB Transporte

2.4.2 PRINCIPALES RESULTADOS GESTIÓN 2018

Actividades del Upstream

En materia de producción de hidrocarburos, para 2018 se espera lograr niveles de producción de gas de 57,88 MMmcd destinados a cubrir la demanda interna y los contratos de exportación al Brasil y Argentina. Asimismo, se prevé alcanzar un nivel de producción de hidrocarburos líquidos de 52.85 MBPD, volumen que será destinado a la producción de gasolinas, diésel oil, jet fuel, lubricantes y derivados en nuestras refinerías.

En este contexto, se estima que la explotación de hidrocarburos para 2018 generará una Renta Petrolera de 2.167,7 MMUSD compuesta por el Impuesto Directo a los Hidrocarburos (IDH), Regalías Departamentales, participación de YPFB, Participación al TGN, Impuestos y otros conceptos, tal y como se detalla a continuación:

Detalle Renta Petrolera	MMUSD	%
IDH	937,7	43%
Regalía Departamental	351,7	16%
Participación de YPFB	243,7	11%
Participación al TGN	175,8	8%
Impuestos y otros	107,1	5%
TOTAL	**2.167,7**	**100%**

En el desarrollo de las actividades de Exploración de hidrocarburos, en la gestión 2018 se programan los siguientes resultados físicos:

a) **Pozos Exploratorios:** En la actividad exploratoria, en la gestión 2018, se programa finalizar la ejecución de 4 pozos exploratorios (3 iniciados en 2017 y 1 a iniciarse en 2018); asimismo, se programa el inició de la perforación de 3 pozos y la ejecución de obras civiles para la construcción de caminos y planchadas para 4 pozos. Se resumen a continuación los pozos exploratorios programados para la gestión 2018:

Empresa	Pozo	Fecha Inicio	Fecha Fin	Profundidad Final	Formación Objetivo	Recurso Prospectivo	Resultado Esperado 2018
YPFB Casa Matriz	**SIP-X1**	Abr-18	Jul-19	4.100 m	Huamampampa, Icla y Santa Rosa	0,33 TCF	En perforación

YPFB Chaco	**LMN-X12**	Oct-17	Feb-18	3.000 m	Icla y Santa Rosa	0,59 TCF (*)	Finalizar perforación
	AGC-X1	Dic-18	Jun-19	3.200 m	Icla y Santa Rosa		Iniciar perforación
	ITY-X1	May-19	Nov-19	3.500 m	Huamampampa, Icla y Santa Rosa	0,86 TCF	Inicio Obras Civiles
	FLA-X2	Ago-19	Feb-20	4.500 m	Guanacos	-	Inicio Obras Civiles
YPFB Andina	**RGD-X1001**	Sep-17	Jun-18	4.560 m (5.500 m)	Huamampampa (contingente Santa Rosa)	1,31 TCF	Finalizar perforación
	SRR-X2	Feb-19	Feb-20	6.500 m	Huamampampa BA (contingente Huamampampa BB)	0,76 TCF	Finalizar Obras Civiles
Shell	**JGR-X6**	Abr-18	May-19	4.429 m	Huamampampa	1,80 TCF	En perforación
Petrobras	**CAR-X1005**	Ene-18	Oct-18	5.334 m	Roboré y Tarabuco	0,47 TCF	Finalizar perforación
Total E&P	**ÑCZ-X1**	Feb-19	Feb-20	5.000 m	Huamampampa	1,59 TCF	Finalizar Obras Civiles
Repsol	**BUY-X2 (**)**	Jul-17	Dic-18	6.500 m	Huamampampa	2,64 TCF	Finalizar perforación

(*) Recurso Prospectivo Recuperable para ambos prospectos
(**) Sujeto a resultados del pozo BUY-X2, se iniciarían actividades para el pozo BUY-X3

b) **Proyectos Sísmicos:** Por otra parte, en la gestión 2018 se programa la conclusión de 5 proyectos sísmicos, todos iniciados en gestiones pasadas (4 en 2D y 1 en 3D); así también, estarán en ejecución 5 proyectos sísmicos (4 en 2D y 1 en 3D). A continuación, se detallan los proyectos sísmicos programados para la gestión 2018:

Empresa	Proyecto	Dimensión Proyecto	Fecha Inicio	Fecha Fin	Resultado Esperado 2018
YPFB Casa Matriz	**Sísmica 2D Río Beni Fase II**	717 km	Sep-16	Feb-18	Finalización adquisición, procesamiento e interpretación
	Sísmica 2D Altiplano Norte (Tiahuanaco)	454 km	Nov-16	Mar-18	Finalización adquisición y procesamiento
	Sísmica 2D San Telmo	145 km	Jul-17	Abr-18	Finalización adquisición, procesamiento e interpretación
	Sísmica 2D Aguaragüe Norte	329 km	Feb-18	dic-18	Finalización adquisición, procesamiento e interpretación
	Sísmica 2D La Guardia	395 km	Ago-18	Jul-19	Inicio adquisición
YPFB Andina	**Sísmica 2D Oriental**	144 km	Mar-17	Abr-19	Finalización adquisición y procesamiento; inicio interpretación
	Sísmica 2D Carohuaicho 8B	348 km	Mar-17	Abr-19	Finalización adquisición y procesamiento; inicio interpretación
YPFB Chaco	**Sísmica 2D Carohuaicho 8C**	316 km	Mar-17	Ene-19	Finalización adquisición y procesamiento; inicio interpretación
GTLI	**Sísmica 3D Palmar**	34 km2	Jun-17	Dic-18	Finalización adquisición, procesamiento e interpretación
YPF E&P	**Sísmica 3D Charagua**	286 km2	Feb-18	May-19	Finalización adquisición y procesamiento; inicio interpretación

c) **Estudios de Geología y Geofísica:** En la gestión 2018, se programa concluir 8 estudios de Geología y Geofísica (3 estudios Magnetotelúricos, 2 estudios de Aerogravimetría – Aeromagnetometría, 2 estudios de Geoquímica y 1 estudio de Geología de Superficie). Se resumen a continuación los estudios de Geología y Geofísica programados para la gestión 2018:

Empresa	Proyecto	Dimensión Proyecto	Fecha Inicio	Fecha Fin	Resultado Esperado 2018
YPFB Casa Matriz	**Aerogravimetría - Magnetometría Subcuenca Roboré**	96.300 km	Ene-17	Ene-18	Finalización adquisición, procesamiento e interpretación
	Aerogravimetría - Magnetometría Cuenca del Altiplano	156.366 km	Abr-17	Abr-18	Finalización adquisición, procesamiento e interpretación
YPFB Chaco	**Magnetotelúrica San Miguel – La Lluviosa - Isarsama**	455 km	Mar-18	Oct-18	Finalización adquisición, procesamiento e interpretación
	Geoquímica San Miguel	33 muestras	May-18	Jul-18	Finalización relevamiento, análisis e interpretación
	Magnetotelúrica Itacaray	1.260 km	Feb-18	Jun-18	Finalización adquisición, procesamiento e interpretación
	Magnetotelúrica Carohuaicho 8C	531 km	Mar-18	Jul-18	Finalización adquisición, procesamiento e interpretación
	Geoquímica Carohuaicho 8C	415 muestras	Mar-18	Jul-18	Finalización relevamiento, análisis e interpretación
	Geología de Superficie Carohuaicho 8C	150 km	Nov-17	Jul-18	Estudio de geología completado

En las actividades de Explotación y desarrollo de hidrocarburos, en la gestión 2018 se programan los siguientes resultados físicos:

d) Pozos de Explotación y Desarrollo: En la gestión 2018, se programa finalizar la ejecución de 11 pozos de explotación y desarrollo (2 iniciados en 2017 y 9 a iniciarse en 2018); asimismo, se iniciará la perforación de 2 pozos y se ejecutaran obras civiles para la construcción de caminos y planchadas de 3 pozos. A continuación, se detallan los pozos de explotación y desarrollo programados para la gestión 2018:

Empresa	Pozo	Fecha Inicio	Fecha Fin	Profundidad Final	Formación Objetivo	Producción Inicial Esperada	Resultado Esperado 2018
YPFB Chaco	**COL-4H (DRO-1007)**	Nov-17	May-18	4.682 m	Iquiri (Guanacos)	12 MMpcd	Finalizar perforación
	DRC-X1 ST3	Dic-17	Jul-18	4.600 m	Iquiri (Guanacos)	6 MMpcd	Finalizar perforación
	CAI-15	Abr-18	Ago-18	2.800 m	Icla y Santa Rosa	18 MMpcd	Finalizar perforación
	SIG-2	Oct-18	Dic-18	2.420 m	Arenisca 1 y Ayacucho	2,5 MMpcd	Finalizar perforación
	COL-10H	Jul-18	Ene-19	4.350 m	Iquiri (Guanacos y Mora)	5 MMpcd	En perforación
	JNN-1004	Dic-18	Feb-19	1.500 m	Petaca, Cajones y Yantata	6 MMpcd	Inicio perforación
	JNN-8	Abr-19	May-19	1.210 m	Petaca, Cajones y Yantata	6 MMpcd	En Obras Civiles
	SRS-12	May-19	Jul-19	2.300 m	Arenisca 1 y Ayacucho	4,2 MMpcd	En Obras Civiles
	LMN-13	Jul-19	Sep-19	3.000 m	Los Monos	45 MMpcd	En Obras Civiles
YPFB Andina	**RGD-97D**	Abr-18	Jun-18	4.020 m	Iquiri-1	6 MMpcd	Finalizar perforación
	RGD-98D	Jul-18	Sep-18	3.680 m	Iquiri-1	6 MMpcd	Finalizar perforación
	LCS-10D	Oct-18	Dic-18	4.113 m	Iquiri-1 (Devónico)	5 MMpcd	Finalizar perforación
GTLI	**PMR-13Re**	Oct-18	Dic-18	(*)	Iquiri	(**)	Finalizar perforación Re-entry
Matpetrol	**TTR-10**	Jun-18	Sep-18	1.200 m	Iquiri	(**)	Finalizar perforación
	TTR-11Re	Oct-18	Dic-18	1.100 m	Iquiri	(**)	Finalizar perforación Re-entry
Repsol	**MWD-2 (***)**	Ene-18	Mar-18	3.050 m	Cangapi	Pozo Inyector	Finalizar perforación

(*) Profundidad a definir en función a la propuesta geológica
(**) Producción inicial esperada aún no identificada
(***) Pozo de agua

e) **Intervenciones de Pozos:** En cuanto a la intervención de pozos, en la gestión 2018 se programa la conclusión de la intervención de 4 pozos y las obras civiles para mantenimientos de caminos y planchadas para la intervención de 2 pozos. Se resumen a continuación las intervenciones de pozos programados para la gestión 2018:

Empresa	Pozo	Fecha Inicio	Fecha Fin	Resultado Esperado 2018
YPFB Chaco	**CAI-X1001D**	Feb-18	Abr-18	Habilitar la producción de los reservorios a ser fracturado
	SIG-1	Ago-18	Sep-18	Habilitar a la producción las reservas de la formación Robore y Arenisca N°1
Matpetrol	**TTR-6**	Abr-18	Jun-18	Evaluar e incorporar nuevos niveles productores de petróleo o gas a los volúmenes actuales de producción de hidrocarburos
Repsol	**SRB-BB101LL (Baleo)**	May-18	May-18	Drenar las reservas de petróleo remanentes del reservorio Lower Petaca
GTLI	**PMR-15**	2019	2019	Finalizar el mantenimiento de caminos y planchadas existentes
	PMR-18	2019	2019	Finalizar el mantenimiento de caminos y planchadas existentes

f) **Construcciones e instalaciones de Campo y Planta:** Finalmente, se programan importantes proyectos de construcción e instalación de facilidades de producción. A continuación, se detallan los principales proyectos programados para la gestión 2018:

Empresa	Campo	Proyecto	Fecha Inicio	Fecha Fin	Resultado Esperado 2018
Petrobras	San Antonio	**Línea de Recolección SBL-6**	Sep-17	Ago-18	Interconectar el pozo SBL-6 a la línea de producción del pozo SBL-5, y permitir el inicio de producción del SBL-6
Repsol	Margarita - Huacaya	**Instalación primer módulo "PTA MGR"**	Nov-17	Dic-18	Implementar el primer módulo de tratamiento de agua y sistema de inyección para la planta Margarita
		Overhauls Equipos Rotativos MGR	Mar-18	Ago-18	Culminar las actividades de reparaciones mayores de los equipos rotativos
	Surubí	**Protección F&G y Sistema Contra Incendios**	Feb-16	Ago-18	Realizar la provisión, instalación y montaje del sistema de F&G
YPFB Andina	Yapacaní	**Protección Hidrológica (YPC)**	Ene-15	Dic-18	Construcción de Defensivos en los lugares críticos en la margen del Río Yapacaní.
		Revamp Compresor Dresser Rand (YPC)	May-16	Abr-18	Realizar la Instalación, montaje e interconexión
YPFB Chaco	Caigua	**Planta de Amina**	Sep-17	Jul-18	Acondicionar el gas del campo Caigua y entregar el mismo en especificaciones de comercialización
		Línea de Producción CAI-LVT	Jul-16	Feb-18	Aprovechar la capacidad disponible de las instalaciones existentes en la Planta La Vertiente.
	Percheles	**Ampliación Planta Percheles**	Sep-17	Jul-19	Incrementar la capacidad de procesamiento de 40 MMpcd a 60 MMpcd
Total E&P	Incahuasi	**Ducto y facilidades de superficie de pozo ICS-3**	Ene-18	Abr-19	Se inicia las actividades de construcción del Wellpad y Flowline del pozo ICS-3
		Sistema de Almacenamiento de Condensados	Feb-18	Jun-19	Iniciar la construcción del tanque de condensados para cumplir el requerimiento de capacidad de almacenaje
		Debottlenecking a 9 MMmcd	Dic-17	Abr-19	Construcción y adecuación de las facilidades existentes de planta Incahuasi, para incrementar capacidad de procesamiento a 9 MMmcd

En lo referido a la negociación de Contratos, para la gestión 2018 YPFB prevé encarar la negociación de 3 nuevos Contratos de Servicios Petroleros (CSP) y Adendas a los CSP, hasta su aprobación en el Directorio de YPFB para las áreas: Vitiacua, ubicada entre los

departamentos de Chuquisaca, Santa Cruz y Tarija, y las áreas La Ceiba y Río Salado, ubicadas íntegramente en Tarija.
Asimismo, se gestionarán 4 nuevos Contratos de Servicios Petroleros (CSP) y Adendas a los CSP, hasta su aprobación en la Asamblea Legislativa Plurinacional para las áreas: Abapó ubicada en el departamento de Santa Cruz, y las áreas Iñiguazu, San Telmo Norte y Astillero ubicadas en el departamento de Tarija.
Finalmente, cabe destacar que para 2018 YPFB prevé la contratación de una consultoría internacional para la certificación de las reservas de hidrocarburos del País.

Transporte de Hidrocarburos

Volúmenes transportados:
Para el 2018 se estima que los volúmenes transportados por el sistema de transporte de gas natural para el mercado interno alcance los 441 MMpcd, con un crecimiento aproximado del 6% con respecto a la gestión 2017. Este crecimiento es impulsado principalmente por la consolidación de las operaciones de las Plantas Amoniaco y Urea y de GNL, la política de cambio en la matriz energética (Redes y GNV), y otros proyectos industriales.
Asimismo para 2018, se estima transportar un volumen de 947 MMpcd para mercados de exportación. Cabe anotar que los volúmenes a ser transportados hacia los mercados exportación estarán sujetos a la disponibilidad de gas natural en los diferentes campos productores.
Los volúmenes de hidrocarburos líquidos transportados para el mercado interno en 2018 alcanzarán los 56.608 Bpd, cifra inferior a la alcanzada en la gestión 2017 (61.960 Bpd), principalmente debido a la producción de crudo. Del mismo modo, para el mercado de exportación se prevé una disminución de volúmenes de hidrocarburos líquidos transportados respecto de 2017, de 4.275 Bpd en 2017 a 1.765, disminución asociada a menores volúmenes de crudo reconstituido disponible.
por último, los volúmenes de productos terminados a ser transportados (Gasolina Especial, Diésel Oíl, Keresone, Jet Fuel y GLP) en 2018 experimentarán un mínimo crecimiento de 22.447 Bpd en 2017 a 22.681 en 2018 debido a que se tienen ductos operando a su plena capacidad de transporte y todavía no estarán listas las expansiones visualizadas para dichos ductos.

Resultados asociados a proyectos de inversión:

Dentro de la actividad de Transporte de Hidrocarburos, para la gestión 2018 se prevé concluir las pruebas hidráulicas y realizar la puesta en marcha del proyecto Gasoducto Sucre - Potosí (GSP) Fase I, el cual permitirá un incremento de capacidad de transporte de gas de 6,8 a 10,37 MMpcd, asimismo se contempla realizar la puesta en marcha Estación de Compresión Parapetí a través de la cual se incrementará la capacidad de transporte de gas 20 a 26 MMmcd.

Refinación de Hidrocarburos

En lo referido a la actividad de Refinación de hidrocarburos, para 2018 se estima que la producción nacional de Gasolina Especial alcanzará los 1.39 MMm3, volumen que cubrirá el 74% de la demanda de este combustible a nivel nacional. El restante 26% de la demanda interna proyectada para este combustible será cubierto a través de importaciones.
Por otro lado, la producción de Diésel Oil en nuestras refinerías alcanzará los 763,2 Mm3, volumen que llegará a cubrir alrededor del 40% de la demanda interna. Igualmente, para

2018 se prevé la importación de un volumen equivalente a 1.16 MMm3 de este importante combustible a fin de garantizar el abastecimiento a nivel nacional.
En este ámbito, cabe destacar que el Estado Boliviano garantiza el suministro de Gasolina Especial y Diésel Oil manteniendo la subvención de la importación de estos combustibles en beneficio de la población.
La producción de la nueva gasolina RON91 para 2018 llegará a los 21,66 Mm3 destinados principalmente a cubrir la demanda de los vehículos de gama alta y diversificando la oferta de gasolina para la población. Asimismo, dentro de la producción de las refinerías en 2018 se contempla alcanzar un volumen aproximado de 234,7 Mm3 de jet fuel y gasolina de aviación, 194, 8 Mm3 de GLP, 146,3 Mm3 de crudo reconstituido, 28,6 Mm3 de lubricantes terminados y 6.4 Mm3 de kerosene, principalmente.
En materia de proyectos de inversión en la actividad de refinación, se plantean los siguientes resultados principales a alcanzar en la gestión 2018:

Proyecto	Metas 2018
Plan Director de Automatización Industrial / Modernización Compresores de Reciclo Refinería Guillermo Elder Bell	Conclusión de la modernización de 4 compresores.
Adecuación Parque de Esferas Refinería Guillermo Elder Bell	Conclusión de las actividades en campo para la adecuación del Parque de Esferas de YPFB Refinación.
Plan Director de Automatización Industrial / Modernización Compresores de proceso Refinería Gualberto Villarroel	Conclusión de la modernización de los compresores de procesos.
Adecuación Parque de Esferas Refinería Guillermo Elder Bell	Conclusión de la Ingeniería de Detalle. Llegada a sitio de equipos Críticos. Conclusión del Prefabricado de tuberías y Estructuras.
Refinerías – Proyecto de Factibilidad Implementación Euro IV (Adecuación de Combustibles)	Conclusión del Estudio de Reducción de Benceno y Aromáticos.

Distribución de Gas por Redes

Continuando con la política de cambio de matriz energética y de masificación del uso del gas natural en el mercado interno, para 2018 YPFB contempla la construcción de 70.000 nuevas instalaciones internas a nivel nacional, las cuales se concentrarán principalmente en Santa Cruz, La Paz y Cochabamba, departamentos que en conjunto aglutinarán el 75% de las instalaciones programadas, tal y como se muestra a continuación:

DEPARTAMENTO	CONVENCIONAL	VIRTUAL	TOTAL	%
	83%	17%	(instalaciones)	
SANTA CRUZ	17.970	1.750	19.720	28,20%
LA PAZ	15.930	725	16.655	23,80%
COCHABAMBA	15.940	-	15.940	22,80%
BENI	-	5.339	5.339	7,60%
POTOSI	2.420	2.746	5.166	7,40%
ORURO	3.019	720	3.739	5,30%
CHUQUISACA	2.641	-	2.641	3,80%
PANDO	-	800	800	1,10%
TOTAL	**57.920**	**12.080**	**70.000**	**100,0%**

Cabe apuntar que cerca del 83% de estas instalaciones internas corresponderán al sistema de distribución convencional, alcanzando las 57.920 instalaciones, y el restante 17% al sistema de distribución virtual, superando las 12.000 instalaciones que beneficiarán a poblaciones alejadas de los gaseoductos.

Por otro lado, para 2018 YPFB prevé la construcción de 135.939 metros de red primaria a nivel nacional, siendo Santa Cruz el departamento con la mayor cantidad de red primaria alcanzando el 43% de la programación total. En este ámbito, se prevé que solo el 7% de las redes primarias a construirse en 2018 estarán vinculadas al sistema virtual y el restante 93% al sistema convencional, tal y como se muestra a continuación:

DEPARTAMENTO	CONVENCIONAL	VIRTUAL	TOTAL (metros de red primaria)	%
	93%	7%		
SANTA CRUZ	58.794		58.794	43%
COCHABAMBA	30.000		30.000	22%
LA PAZ	14.605		14.605	11%
POTOSI	12.000		12.000	9%
PANDO		7.025	7.025	5%
ORURO	5.710		5.710	4%
CHUQUISACA	5.180		5.180	4%
BENI		2.625	2.625	2%
TOTAL	**126.289**	**9.650**	**135.939**	**100%**

Asimismo, en el ámbito de la distribución de redes de gas, para 2018 YPFB prevé la construcción de 1.648.845 metros de red secundaria a nivel nacional, siendo nuevamente Santa Cruz el departamento con la mayor programación. Finalmente en este mismo ámbito, se prevé que el 79% de las redes secundarias a construirse en dicha gestión estarán vinculadas al sistema convencional y el restante 21% al sistema virtual, tal y como se muestra a continuación:

DEPARTAMENTO	CONVENCIONAL	VIRTUAL	TOTAL (metros de red secundaria)	%
	79%	21%		
SANTA CRUZ	739.853	109.002	848.855	51%
COCHABAMBA	261.700		261.700	16%
BENI		191.202	191.202	12%
LA PAZ	150.694		150.694	9%
POTOSI	58.124	17.850	75.974	5%
ORURO	47.000	13.800	60.800	4%
CHUQUISACA	42.950		42.950	3%
PANDO		16.670	16.670	1%
TOTAL	**1.300.321**	**348.524**	**1.648.845**	**100%**

Comercialización Interna y Almacenaje

A través de YPFB, el Estado Boliviano garantiza el suministro de combustibles en todo territorio nacional, llegando a cubrir los volúmenes demandados por la población para 2018, según el siguiente detalle:

PRODUCTO	PRODUCCIÓN NACIONAL	IMPORTACIÓN	TOTAL
Gasolina Especial (Miles de M3)	1.390,0	479,1	1.869,1
Diésel Oíl (Miles de M3)	763,2	1.160,9	1.924,1
GLP(Miles de TM)	434,3	-	434,3

Plantas e Industrialización

La puesta en marcha de los proyectos de plantas de separación de líquidos y las plantas de industrialización del gas natural, permitirá cubrir la demanda interna de GLP, GNL y Urea, además de generar volúmenes que serán destinados a diferentes mercados de exportación, alcanzando los siguientes resultados:

- Comercialización de 179,1 M TM de Gas Licuado de Petróleo (GLP) para Mercado Externo.
- Comercialización de 13.872,0 TM de Gas Natural Licuado (GNL) para Mercado Externo.
- Comercialización de 502,4 M TM de Urea para el Mercado de Exportación.

Se estima que la exportación de estos productos generará ingresos por más de 195,7 millones de dólares para la gestión 2018, de acuerdo con el siguiente detalle:

PRODUCTO	TOTAL 2018 (MMUSD)
GLP	75,8
GNL	7,0
UREA	112,9
TOTAL	**195,7**

En materia de inversión destinada a las plantas e industrialización, para 2018 se prevé avanzar en la implementación de la Unidad de Producción de Urea – Formaldehido (UFC-85) en la Planta de Amoniaco y Urea, logrando un 77% de avance proyectado a diciembre. Asimismo, se completarán los trabajos del Campamento Permanente, Patio de maniobras e Interconexión a la línea férrea de esta Planta.

Finalmente, para 2018 se espera alcanzar un 77% de avance en la construcción de 5 nuevas Estaciones Satelitales de Regasificación (ESR's) en las poblaciones de Culpina, Batallas, Porco, Vallegrande y Concepción, mismas que atenderán la demanda de gas natural que será procesado en la Planta de Gas Natural Licuado (GNL) de Rio Grande.

3.- AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS (ANH)

LA INDUSTRIALIZACION, UNA REALIDAD

3 AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS (ANH)

3.1 ASPECTOS INSTITUCIONALES.

3.1.1 Antecedentes.

La Constitución Política del Estado en el artículo 365 establece que una institución autárquica de derecho público, con autonomía de gestión administrativa, técnica y económica, bajo la tuición del Ministerio del ramo, será responsable de regular, controlar, supervisar y fiscalizar las actividades de toda la cadena productiva hasta la industrialización, en el marco de la política estatal de hidrocarburos conforme con la ley.

El Decreto Supremo No. 29894 de 7 de febrero de 2009, determina la Estructura Organizativa del Órgano Ejecutivo del Estado Plurinacional.

Resolución Administrativa SSDH No. 0474/2009 de 6 de mayo de 2009 y Resolución Administrativa ANH No. 0475/2009 de 7 de mayo de 2009, en la que se cambió de nombre de Superintendencia de Hidrocarburos por Agencia Nacional de Hidrocarburos).

3.1.2 Ejecución Financiera – Gestión 2017.

Comportamiento Presupuestario de Recursos al 31 de diciembre de 2017
(Expresados en Bolivianos)

FUENTE DE FINANCIAMIENTO	ORGANISMO FINANCIADOR	RUBRO	DESCRIPCIÓN	E.T.	PRESUPUESTO APROBADO (LEY N° 856 DE 28/11/2016)	MODIFICACIONES	PRESUPUESTO VIGENTE	EJECUCIÓN PRESUPUESTARIA	% DE EJECUCIÓN
20	230		Recursos Específicos		154.915.665,00	-	154.915.665,00	126.206.156,43	81,47
		15000	TASAS, DERECHOS Y OTROS INGRESOS		145.699.837,00	-	145.699.837,00	117.381.138,80	80,56
		15100	Tasas	0000	138.838.783,00	-	138.838.783,00	105.812.855,73	76,21
		15200	Derechos	0000	4.734.997,00	-	4.734.997,00	5.615.742,90	118,60
		15910	Multas	0000	1.505.815,00	-	1.505.815,00	1.365.431,11	90,68
		15990	Otros Ingresos no Especificados	0999	620.242,00	-	620.242,00	4.587.109,06	739,57
		35000	DISMINUCIÓN Y COBRO DE OTROS ACTIVOS FINANCIEROS		9.215.828,00	-	9.215.828,00	8.825.017,63	95,76
		35210	Disminución de Cuentas por Cobrar a Corto Plazo	0000	9.215.828,00	-	9.215.828,00	8.825.017,63	95,76
41	111		Transferencias TGN		116.324.889,00	6.129.530,00	122.454.419,00	109.329.955,05	89,28
		19000	TRANSFERENCIAS CORRIENTES		116.324.889,00	2.556.450,00	118.881.339,00	105.942.656,05	89,12
		19211	Por Subsidios o Subvenciones	0099	116.324.889,00	2.556.450,00	118.881.339,00	105.942.656,05	89,12
		23000	TRANSFERENCIAS DE CAPITAL		-	3.573.080,00	3.573.080,00	3.387.299,00	94,80
		23211	Por Subsidios o Subvenciones	0099	-	3.573.080,00	3.573.080,00	3.387.299,00	94,80
TOTAL					271.240.554,00	6.129.530,00	277.370.084,00	235.536.111,48	84,92

Fuente: Sistema de Gestión Pública (SIGEP).

Comportamiento Presupuestario de Gastos al 31 de diciembre de 2017
(Expresados en Bolivianos)

FUENTE DE FINANCIAMIENTO	ORGANISMO FINANCIADOR	GRUPO DE GASTO	DESCRIPCIÓN	PRESUPUESTO APROBADO (LEY N° 856 DE 28/11/2016)	MODIFICACIONES PRESUPUESTARIAS	PRESUPUESTO VIGENTE	EJECUCIÓN PRESUPUESTARIA	% DE EJECUCIÓN
41	111		Transferencias TGN	116.324.889,00	6.129.530,00	122.454.419,00	109.519.338,63	89,44
		10000	Servicios Personales	65.129.762,00	2.556.450,00	67.686.212,00	65.498.358,54	96,77
		20000	Servicios No Personales	40.115.073,00	- 1.357.866,00	38.757.207,00	31.233.890,10	80,59
		30000	Materiales y Suministros	7.670.664,00	952.012,00	8.622.676,00	7.248.945,36	84,07
		40000	Activos Reales	3.312.890,00	273.900,00	3.586.790,00	1.901.807,43	53,02
		70000	Transferencias	4.000,00	4.000,00	8.000,00	2.088,00	26,10
		80000	Impuestos, Regalías y Tasas	42.500,00	81.938,00	124.438,00	66.040,00	53,07
		90000	Otros Gastos	50.000,00	46.016,00	96.016,00	56.280,00	58,62
SUBTOTAL GASTO CORRIENTE				116.324.889,00	2.556.450,00	118.881.339,00	106.007.409,43	89,17
		30000	Materiales y Suministros	-	3.573.080,00	3.573.080,00	3.511.929,20	98,29
SUBTOTAL GASTO DE INVERSIÓN				-	3.573.080,00	3.573.080,00	3.511.929,20	98,29
42	230		Transferencias de Recursos Específicos	154.915.665,00	-	154.915.665,00	116.610.462,83	75,27
		70000	Transferencias	154.915.665,00	-	154.915.665,00	116.610.462,83	75,27
SUBTOTAL TRANSFERENCIAS DE RECURSOS ESPECÍFICOS				154.915.665,00	-	154.915.665,00	116.610.462,83	75,27
TOTAL				271.240.554,00	6.129.530,00	277.370.084,00	226.129.801,46	81,53

Fuente: Sistema de Gestión Pública (SIGEP).

3.2 ACTIVIDADES REALIZADAS

3.2.1 Exploración

Se ha efectuado la supervisión a los trabajos de reconocimiento superficial operaciones de exploración programadas por los regulados en las áreas con potencial hidrocarburífero de Bolivia:

- Nueva Esperanza Sísmica 2D,
- Magnetotelúrica del Subandino Norte,
- Sísmica 2D Rio Beni Fase II
- Magnetotelúrica del Subandino Sur,
- Adquisición Sísmica 2D – Área Reservada Tiahuanaco,
- Adquisición Sísmica 2D – Área Reservada San Telmo,
- Procesamiento de Carohuaicho 8D - Sísmica 2D,
- Pozos exploratorios Bulo Bulo Bloque Bajo- X1 y Dorado Centro -X1.

Impacto Económico y Social

Inversión para reducir el riesgo geológico y creación de Fuentes de trabajo

3.2.2 Producción

Se realizaron las reuniones del Comité de Producción y Demanda PRODE, donde se evaluaron los balances de producción – demanda ejecutados del mes anterior y programación del abastecimiento al Mercado Interno (MI) y la exportación.

Supervisión e Inspección técnica a:

- Equipos superficiales de Well Testing.
- Plantas de procesamiento de hidrocarburos
- Programas de mantenimiento en plantas de procesamiento de gas natural.

- calidad del GLP en plantas de procesamiento de gas natural.

Control a las actividades de perforación, terminación e intervención de pozos a las empresas Operadoras bajo sus contratos de operación, son monitoreadas por personal de la Dirección de Producción, a objeto de verificar el cumplimiento de sus cronogramas operativos y la aplicación de las buenas prácticas dentro de la industria de hidrocarburos.

Se realizó el monitoreo, seguimiento y evaluación de la producción de hidrocarburos y de los eventos suscitados en plantas y campos que se encuentran en áreas de explotación y también a los reportes de calidad de GLP en el Sistema Modulo Octano.

Impacto Económico y Social

Inversión para reducir el riesgo geológico y Fuentes de trabajo local

3.2.3 Ductos y Transportes

Se realizaron evaluaciones técnicas de solicitudes para la autorización de proyectos de construcción, ampliación, mejoras, ductos nuevos y de continuidad operativa, para el transporte de hidrocarburos por ductos.

- Proyecto Expansión Gasoducto
- Sucre -Potosí fase 1 (90 %).
- Proyecto Integridad Gasoducto GSCY.
- Proyectos (5%).
- Proyecto Instalación De 2 Unidades Turbocompresoras – Planta De Compresión Rio Grande (90%)
- Proyecto: Mitigación de Afectaciones al Poliducto Camiri Sucre, Sector El Salto – Padilla (100%)
- Proyecto: Estación de compresión Parapetí (93%)
- Proyecto: Sistema Contraincendios Terminal Arica, Oleoducto OSSA-2 (10%)
- Proyecto: Adecuación Poliducto Cochabamba –Oruro (PCOLP II) fase 1 (100%)
- Proyecto: Construcción variante ONSZ-1, sobre puente Yapacani.

Se efectuaron evaluaciones técnicas de solicitudes para la autorización o licencia de operación para el Transporte de Hidrocarburos por Ductos.

- Se otorgó la Licencia de operación a la Extensión Gasoducto Carrasco –Yapacani.
- Se Autorizó la operación del sistema de Poliductos en favor de YPFB Transporte:
  Poliducto Cochabamba - La Paz
  Poliducto Cochabamba - Oruro
  Poliducto Cochabamba – Puerto - Villarroel
  Poliducto Camiri – Santa Cruz
  Poliducto Camiri – Sucre
  Poliducto Sucre – Potosi
  Poliducto Villamontes – Tarija.

Se amplió la capacidad de transporte del Gasoducto Carrasco – Yapacani de 128,2 MMpcd a 144 MMpcd, situación que permitió garantizar el volumen requerido por la Planta de Urea y Amoniaco.

Se evaluó la aprobación de manuales y/o resultados de pruebas de presión en el sistema de ductos - Inspección técnica a Pruebas de Presión en el sistema de ductos.

- 18 solicitudes de procedimientos y/o resultados de Pruebas Hidrostáticas evaluadas.
- Inspección a la realización de la prueba hidrostática al Gasoducto GASYRG, del Proyecto Cruce Rio Pilcomayo.

Verificación de la integridad de las tuberías para asegurar la continuidad del Transporte de Hidrocarburos por ductos, y garantizar el abastecimiento de la zona de influencia.

Se verificó la evaluación de sucesos reportados en el Transporte de Hidrocarburos - Inspección técnica a las intervenciones debido a Sucesos en el sistema de ductos, con afectación al abastecimiento.

- Evaluación de 21 informes preliminares y detallados de sucesos.
- Se realizaron 4 inspecciones a los sucesos:
  - ✓ Gasoductos Villamontes - Tarija (GVT)
  - ✓ Poliducto Camiri – Sucre (PCS).
  - ✓ Gasoducto Carrasco - Cochabamba (GCC)
  - ✓ Gasoducto Yapacani - Colpa (GYC).

3.2.4 Refinación

Se efectuó la evaluación técnica para otorgar Licencias de Operación a Refinerías emitiendo la Licencia de Operación a la Nueva Unidad de Isomerización (NUIS) – Refinería Guillermo Elder Bell.
Se efectuó la evaluación técnica para la autorización de producción de productos intermedios y/o terminados de Refinerías autorizando la producción de la nueva Gasolina Súper 91 a YPFB Refinación S.A.
Se efectuó la evaluación del balance y nominación –programación de la producción de Refinerías – PRODE para el abastecimiento del mercado interno de manera mensual.
Se efectuó la evaluación técnica para autorizar Paros Programados de Refinerías realizando una correcta supervisión y control de las actividades autorizadas en los paros programados de Refinería Gualberto Villarroel y Refinería Guillermo Elder Bell.
Se efectuó la evaluación técnica para autorizar compra de productos intermedios de Refinerías autorizando la compra de Solvente 3 (aguarrás), propano, éter de petróleo que son producidos en Refinerías del país.
Se efectuó la evaluación técnica para la autorización de exportación de productos de Refinerías autorizando la exportación de Crudo Reconstituido (RECON), Gasolina Blanca y Slack Wax durante la toda la gestión 2017.
Se efectuó la supervisión de los rendimientos de las operaciones de las Refinerías: Gualberto Villarroel, Guillermo Elder Bell y Oro Negro.
Se efectuó la supervisión a los procedimientos y ensayos de calidad de los productos de Refinerías para determinar la calidad de carburantes y lubricantes de las Refinerías: Gualberto Villarroel, Guillermo Elder Bell y Oro Negro.

Se efectuó la supervisión a la seguridad en las Refinerías Gualberto Villarroel Guillermo Elder Bell y Oro Negro.
Se efectuó la supervisión de la operación de los sistemas de medición de volumen de las Refinerías: Gualberto Villarroel, Guillermo Elder Bell y Oro Negro.
Se efectuó la evaluación del Balance y Nominación – Programación de Plantas de Industrialización de Hidrocarburos - PRODE realizando el balance y la nominación de productos de las Plantas de Industrialización de hidrocarburos.

REFINERÍA GUALBERTO VILLARROEL

	ANTES	AHORA
CAPACIDAD DE PROCESO DE CRUDO CONDENSADO	26 000	37 250
PRODUCCION DE GASOLINA ESPECIAL (M3)	46 000	70 000
PRODUCCION DE DIESEL OIL (M3)	32 500	42 500
PRODUCCION DE GLP (TMD)	175	220
EQUIVALENTE GARRAFAS	17 500	21 500

REFINERÍA GUILLERMO ELDER BELL

	ANTES	AHORA
CAPACIDAD DE PROCESO DE CRUDO CONDENSADO	18 000	24 000
PRODUCCION DE GASOLINA ESPECIAL (M3)	25 000	45 000
PRODUCCION DE DIESEL OIL (M3)	20 000	35 000
PRODUCCION DE GLP (TMD)	90	140
EQUIVALENTE GARRAFAS	9 000	14 000

REFINERÍA ORO NEGRO

	ANTES	AHORA
CAPACIDAD DE PROCESO DE CRUDO CONDENSADO	3 250	3 250
PRODUCCION DE GASOLINA ESPECIAL (M3)	5 000	5 000
PRODUCCION DE DIESEL OIL (M3)	6 000	6 000
PRODUCCION DE GLP (TMD)	10,5	13
EQUIVALENTE GARRAFAS	1050	1300

3.2.5 Industrialización

Se efectuó la evaluación de solicitudes para autorizar Paros Programados de Plantas de Industrialización de Hidrocarburos autorizando tres Paros Programados de las Plantas de Industrialización de Hidrocarburos (Planta de Separación de Líquidos Rio Grande y Planta de Gas Natural Licuado).
Se efectuó la evaluación de Solicitudes de Exportación de los productos de Plantas de Industrialización de Hidrocarburos autorizando 20 solicitudes de exportación de GLP y Gasolina Rica en Isopentanos a los mercados del Perú y Paraguay.
Se efectuó la supervisión a la Operación de Plantas de Industrialización de Hidrocarburos realizando 44 supervisiones a la operación de las plantas de industrialización de hidrocarburos (Plantas de Separación de líquidos Rio Grande y Carlos Villegas, Planta de Gas Natural Licuado, Estaciones de Regasificación y Planta de Amoniaco – Urea.
Se efectuó la supervisión a los procedimientos y ensayos de calidad de los productos de Plantas de Industrialización de Hidrocarburos realizando 4 supervisiones a los procedimientos y ensayos de calidad de los productos de las Plantas de Industrialización de Hidrocarburos.
Se efectuó la supervisión a la seguridad en Plantas de Industrialización de Hidrocarburos realizando 41 supervisiones a la Seguridad de las Instalaciones de las Plantas de Industrialización.
Se efectuó la supervisión a la construcción de las Plantas de Industrialización de Hidrocarburos realizando 20 supervisiones a la construcción de nuevas Plantas de Industrialización (Planta de Amoniaco & Urea y Estaciones de Regasificación

3.2.6 Regulación Económica

1. Se determinó los precios y tarifas de la cadena de hidrocarburos, de acuerdo con la normativa vigente realizando la revisión y análisis de los reportes trimestrales de las empresas de Refinación (YPFB Refinación S.A. y Oro Negro S.A.) y efectuando el cálculo diario, mensual de los precios de los productos regulados y de gas natural para el mercado interno. realizar
2. Se realizó el Control, Fiscalización y Supervisión de los aspectos económicos y financieros de las actividades de la cadena de hidrocarburos, de acuerdo a normativa vigente efectuando el análisis de los PP y Ejecutados de las concesiones de las empresas reguladas, el cálculo diario, mensual de los precios de los productos regulados y de gas natural para el mercado interno, el seguimiento y control a la recaudación y transferencia de los recursos del Fondo de Conversión de Vehículos GNV y del Fondo de Recalificación y Reposición de Cilindros de GNV, el cálculo de la compensación proveniente del Diferencial de Ingresos para las empresas de refinación con una capacidad menor o igual a 5.000 Barriles por día, correspondiente a la Refinería Oro Negro, el cálculo de compensación derivada del diferencial de Precios existente entre el DO y el Gas Oíl en el marco de la Resolución Bi ministerial N° 001-2015, así como, el cálculo de compensación por la importación de insumos y aditivos y auditoria regulatoria a la concesión otorgada a YPFB Chaco S.A. y Discar S.R.L.

PRECIOS FINALES DE PRODUCTOS REGULADOS - GESTIÓN 2017

GASOLINA ESPECIAL	GASOLINA PREMIUM	GASOLINA AVIACIÓN	JET FUEL	KEROSENE	DIESEL OIL	GLP	GNV
3,74 Bs./Lt	4,79 Bs./Lt	4,57 Bs./Lt	2,77 Bs./Lt	2,72 Bs./Lt	3,72 Bs./Lt	2,25 Bs./Kg	1,66 Bs./M3

PRECIOS PARA INTERNACIONALES MERCADO INTERNO

PRODUCTO	PRECIO FINAL (Bs/Lt - Bs/m3)	DIFERENCIAL DE PRECIOS
Gasolina Especial Internacional	8.68	4.94
Diesel Oil Internaciona	8.88	5.16
GNV Internacional *	2.54	0.88
Jet Fuel Internacional	6.65	

*Mes de Diciembre

TARIFAS GAS NATURAL MERCADO INTERNO

CATEGORIA	PRECIO COBRADO (Bs/MPC)
DOMESTICA	8,00 Bs como tarifa base hasta un maximo de 22,22 Bs
COMERCIAL (Restaurantes, Colegios, Universidades, ETC.)	93,96 Bs como tarifa base hasta un maximo de 114,84 Bs.
INDUSTRIAL (Empresas como SOBOCE, Hidroelectrica, etc)	12,99 Bs como tarifa base hasta un maximo de 17,51 Bs

3.2.7 Comercialización

Se ha Regulado, Controlado y supervisado a los operadores que realizan actividades de comercialización de Combustibles Líquidos, GLP y GNV:

- Puestos de Venta de Combustibles Líquidos.
- Plantas de Distribución de GLP.
- Estaciones de Servicio de Combustibles Líquidos.
- Estaciones de Servicio de GNV.
- Grandes Consumidores de Productos Regulados "GRACOS".
- Talleres de Recalificación de Cilindros de GNV.

Asimismo, se ha conceptualizado, desarrollado e implementado sistemas para las actividades de Comercialización (Estaciones de Servicio de Combustibles Líquidos y GNV) a fin de otorgar herramientas ágiles a los operadores.

- “Sistema Octano Modulo Volúmenes” para Estaciones de Servicio de Combustibles Líquidos aprobado con RA-ANH-DJ N° 0029/2017 de 31 de enero de 2017.
- “Sistema Modulo Volúmenes para EESS GNV” aprobado con RA-ANH-DJ N° 0027/2017 de 31 de enero 2017.

Se ha Programado el abastecimiento del mercado interno y sistematizado la información de comercialización.

Regulación, Control y Supervisión a la Distribución de GN, Plantas de Engarrafado de GLP, Plantas de Suministro de Combustible de Aviación en Aeropuertos, Plantas de Almacenaje de Combustibles Líquidos, Importación, Exportación y consumo de Gas Oíl.
Control y Fiscalización a las operaciones de Distribución de Gas Natural, Importaciones y Exportaciones.

3.2.8 Tecnologías de Información y Comunicación

Se ha diseñado e implementado sistemas informáticos para la regulación y control en las actividades de comercialización del Sector Hidrocarburos.
Se realizado el monitoreo a los sistemas de Información implementados a Nivel Nacional habiendo logrado un Consumo automático de información de SALDOS, RECEPCIONES y DESPACHOS de las 16 plantas de almacenaje de líquidos
Brindar Soporte y mantenimiento a los componentes del BSISA en Estaciones Funcionamiento del B-SISA al 100% en Estaciones de Servicio habiendo logrado el crecimiento de implementación del Sistema de Control de Gota en Estaciones de Servicio, Recuperación de Adeudos mediante la generación de Alertas y Restricción por parte de Entidades del Estado (ANB, IBMETRO, ITV, SUIC y otros) a través del sistema B-SISA
Impacto Económico y Social
Continuidad en los servicios de transporte y distribución, asegurando la demanda del mercado interno de manera permanente.

3.2.9 Operaciones de Interdicción de Hidrocarburos

Se ha realizado 57 operativos de interdicción y control para combatir actividades ilícitas relacionadas con la comercialización, transporte y almacenamiento de hidrocarburos a nivel nacional a través de denuncias recibidas o de oficio, en coordinación con las Distritales, FF.AA., Policía Boliviana, Fiscalía y otras instituciones componentes.

- Diesel, Gasolina Especial
- Cilindros de GLP
- Vehículos secuestrados
- Tanques de combustible adicionados a vehículos con placa de circulación nacional.

TOMA FOTOGRAFICA.- *06/04/2017, secuestro de un Vehículo con aprox. 14.000 Ltrs. de Gasolina Especial, Localidad de Irupana del Departamento de La Paz*

TOMA FOTOGRAFICA.- *09/02/2017, Secuestro de 24 cilindros de GLP, ruta a la Localidad de Laja del Departamento de La Paz.*

3.3 Objetivos 2018

Presentación de las actividades y/o resultados programados para la gestión, para la respectiva priorización por el control social

- Aplicar e Implementar la versión 3 del SIREHIDRO para el registro de personas naturales y jurídicas.
- Potenciar la gestión regulatoria en las actividades hidrocarburíferas de exploración y producción (UPSTREAM) y Regulación Económica.
- Implementar los módulos del "Sistema OCTANO" para Infraestructura, Volúmenes y Calidad.
- Conceptualizar, desarrollar e implementar sistemas para las actividades de regulación, control, supervisión en Almacenaje (Plantas de Almacenaje de Hidrocarburos Líquidos, Plantas de Engarrafado de GLP y Plantas de Suministro de Combustibles de Aviación).
- Conceptualizar, desarrollar e implementar sistemas para las actividades de regulación, control, supervisión en Refinación.
- Conceptualizar, desarrollar e implementar sistemas para las actividades de regulación, control, supervisión en Transporte.
- Continuar con la sistematización de las actividades de Control y Supervisión (Comercialización).
- Conceptualizar, desarrollar e implementar sistemas para las actividades del Sistema de Gestión de la Calidad de la ANH
- Desburocratizar los procedimientos administrativos a través de la sistematización de la gestión documental