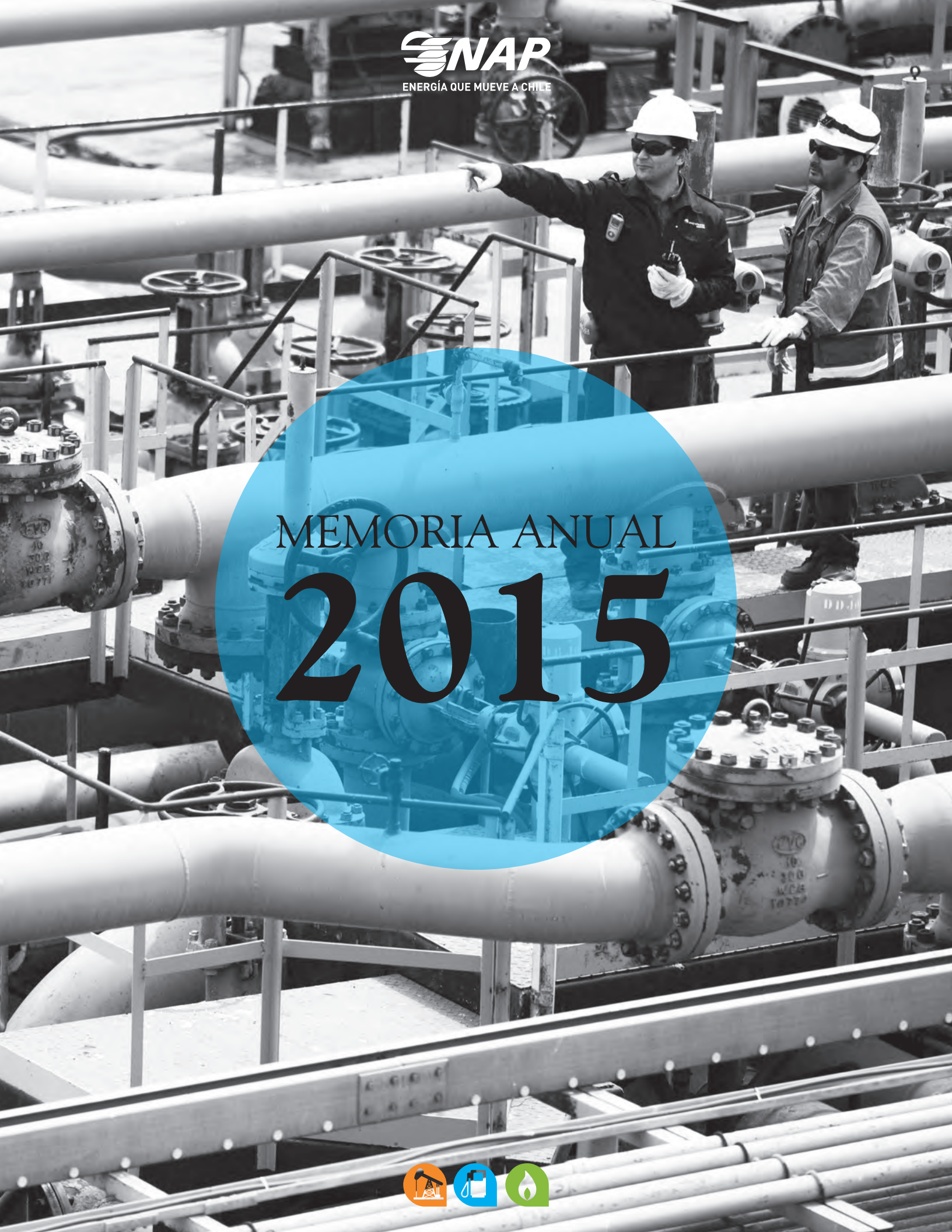




# MEMORIA ANUAL 2015



Razón social: Empresa Nacional del Petróleo.

Domicilio: Avenida Vitacura 2736 piso 10, comuna de Las Condes, Santiago de Chile.

Rol Único Tributario: 92.604.000-6

Tipo de entidad: Empresa pública creada por la Ley 9.618

Propiedad: Estado de Chile

Teléfono: (56-2) 280 3000

Fax: (56-2) 280 3199 / 280 3179

Código postal: 7550597

Web site: [www.enap.cl](http://www.enap.cl) [www.enap.cl](http://www.enap.cl)

Auditores externos: PricewaterhouseCoopers

Registro de Valores: N° 783, de la Superintendencia de Valores y Seguros, del 4 de octubre de 2002.

Giro: Exploración, producción y comercialización de hidrocarburos y sus derivados.

Principales Filiales: ENAP Refinerías S.A. RUT: 87.756.500-9 Registro de Entidades Informantes N° 95, de la SVS.

ENAP Sipetrol S.A RUT: 96.579.730-0 Registro de Entidades Informantes N° 187, de la SVS, de acuerdo a la Ley 20.382.

Información de contacto: Relación con inversionistas: [ir@enap.cl](mailto:ir@enap.cl)



MEMORIA ANUAL  
2015





CAPÍTULO 1:  
**2015: UN AÑO HISTÓRICO**

PÁGINA 13

---



CAPÍTULO 2:  
**GESTIÓN DE PERSONAS Y ORGANIZACIÓN**

PÁGINA 39

---



CAPÍTULO 3:  
**ENTORNO DEL NEGOCIO**

PÁGINA 51

---



CAPÍTULO 4:  
**GESTIÓN CORPORATIVA**

PÁGINA 61

---



CAPÍTULO 5:  
**LÍNEAS DE NEGOCIO**

PÁGINA 107

---



CAPÍTULO 6:  
**ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS**

PÁGINA 165



**MÁXIMO PACHECO MATTE**

*Ministro de Energía  
Presidente del Directorio  
Empresa Nacional del Petróleo*

## CARTA DEL PRESIDENTE DEL DIRECTORIO

**C**omo presidente del Directorio de ENAP y ministro de Energía, quisiera compartir con ustedes el enorme orgullo que siento por haber podido celebrar los 70 años de la compañía, con un desempeño que la ubica en un lugar de privilegio para participar en los desafíos que tiene Chile en materia energética.

De algún modo, pese a todos los cambios que acarrea la modernidad y las transformaciones tecnológicas de las últimas décadas, hemos podido emular el tesón y la perseverancia de los pioneros, que en 1945 hallaron el chorro negro que cambió la historia de Magallanes y que también dio vida a nuestra ENAP.

Los números, fríos e irrefutables, avalan esta sensación que compartimos todos los enapinos. Al 31 de diciembre de 2015, la compañía obtuvo una utilidad de US\$ 170 millones, un 8,2% superior a las utilidades obtenidas en 2014, que fueron de US\$ 157 millones. Por su parte, el patrimonio de la compañía se incrementó en un 28,3%, pasando de los US\$ 546 millones de 2014 a US\$ 701 millones en 2015. El EBITDA al 31 de diciembre de 2015 fue de US\$ 742 millones, un 19,4% superior a los US\$ 621 millones logrados el año anterior.

Estos buenos resultados se obtuvieron en un entorno volátil de los precios de los hidrocarburos, y se dieron a consecuencia de una importante mejora en el margen internacional de refinación, de aproximadamente 5,5 dólares por barril (US\$/Bbl) a diciembre de 2015 comparado con el ejercicio 2014, lo que influyó directamente en el resultado de la Línea de Negocio de Refinación y Comercialización (R&C), a lo que se suma una optimización en la gestión de compras de crudo.

Tenemos que considerar también que conseguimos una mayor eficiencia en el manejo de nuestros costos, principalmente en lo relativo al uso de la energía, que es un insumo clave en la estructura de costos y de las operaciones de la empresa.

En el resultado destaca de manera relevante la Política de Coberturas de Crudos que tiene ENAP, que nos permitió sortear, con éxito y sin efectos en los Estados Financieros de la empresa, la baja persistente en los precios del crudo que se evidenció en 2015.

Sí quiero reconocer que tenemos una tarea pendiente en ENAP: tenemos que reducir la tasa de accidentes laborales de la empresa, porque sabemos el valor que

“ *El interés de ENAP en el segmento de generación eléctrica es viabilizar proyectos que pueden convertirse en una contribución importante al proceso de licitaciones que se llevará a cabo entre 2016 y 2018* ”

tiene la seguridad para los trabajadores y sus familias, y también para la operación misma de la compañía.

Pero estamos ante el mejor resultado anual en cuanto a utilidades en los últimos 6 años y el mejor EBITDA de los últimos 15 años. Sin duda, vamos por la senda correcta, pero aún tenemos grandes desafíos para consolidar el rol estratégico de ENAP en la matriz energética.

El interés de ENAP en el segmento de generación eléctrica es viabilizar proyectos que pueden convertirse en una contribución importante al proceso de licitaciones que se llevará a cabo entre 2016 y 2018. Nuestra compañía debe contribuir a generar mayor competencia en este mercado y asegurar un menor costo de la energía para todos los chilenos. Producto

de la importancia de este deber, recibimos el apoyo transversal del Congreso Nacional durante los distintos trámites legislativos que cumplió el proyecto, que finalmente se convirtió en ley y nos está permitiendo ampliar el giro comercial de ENAP. También ya contamos con un socio internacional para este propósito: la japonesa Mitsui, de probada y conocida trayectoria a nivel internacional.

El gobierno de la Presidenta Michelle Bachelet tomó el compromiso de transformar a ENAP en una empresa robusta y que también asumiera un mayor protagonismo en los desafíos energéticos del país.

A sus 70 años de vida, podemos decir que nuestra compañía goza de la mejor salud para cumplir con esta misión.



MÁXIMO PACHECO MATTE

Ministro de Energía  
Presidente del Directorio  
Empresa Nacional del Petróleo



**MARCELO TOKMAN RAMOS**  
*Gerente General*  
*Empresa Nacional del Petróleo*

## CARTA DEL GERENTE GENERAL

**E**l año 2015 implicó un tremendo reto para la gestión de ENAP. Creo que cumplimos, lo que nos fortalece para enfrentar los futuros desafíos con el profesionalismo y el compromiso acostumbrado. Durante el ejercicio 2015 ENAP consiguió su mejor resultado anual en los últimos seis años, obteniendo una utilidad consolidada de US\$ 170 millones, y logrando un EBIDTA de US\$ 742 millones, el mejor desde 2000 a la fecha.

Cuando asumimos como Administración, en mayo de 2014, nos propusimos reposicionar a ENAP como una empresa estratégica para el desarrollo energético de Chile. En este contexto, elaboramos un Plan Estratégico al 2025, que se alinea con los objetivos de la Agenda de Energía del gobierno de la Presidenta Michelle Bachelet, con el propósito de estabilizar y fortalecer financieramente a la empresa, hacerla más eficiente y convertirla en una compañía modelo en términos de seguridad y relacionamiento con las comunidades que rodean su entorno.

En la actualidad, podemos decir con orgullo que estamos avanzando firme y decididamente hacia el cumplimiento de los desafíos establecidos en nuestro

Plan Estratégico. Esto se traduce en una serie de logros, varios de ellos históricos para el país, los que se han conseguido gracias al compromiso y al esfuerzo conjunto de trabajadores, profesionales y ejecutivos.

Tanto para ENAP, como también para mí en lo personal, la seguridad y la prevención de riesgos son valores intransables. Por ello, me veo en la obligación de destacar los buenos resultados obtenidos en términos de seguridad. En 2015, como ENAP alcanzamos una relevante reducción de nuestros índices de accidentabilidad, logrando un Índice de Frecuencia de Accidentes de 3,4, lo que significa una disminución de 19% respecto al 2014. Si bien este número se encuentra lejos de la meta de 1,8 que queremos obtener en 2018, en línea con las mejores empresas de la industria petrolera mundial, demuestra que estamos avanzando por la ruta correcta. Por lo tanto, va mi reconocimiento a todos y los llamo a que no aflojemos en el esfuerzo diario por hacer que nuestras operaciones e instalaciones sean cada vez más seguras.

En el ámbito financiero, aparte de las extraordinarias cifras en cuanto a utilidades y EBITDA mencionadas anteriormente, logramos consolidar la reconstrucción del patrimonio de ENAP, que se ha multiplicado en casi

nueve veces desde los US\$ 83 millones del 2012 a los US\$ 701 millones alcanzados el 2015. Lo destacable, es que estos resultados se consiguieron en un complejo escenario internacional de bajos precios del crudo. En este sentido, apreciamos los frutos de una adecuada política de cobertura de todas nuestras compras de petróleo, la que demostró ser del todo efectiva, considerando la importante baja del crudo Brent registrada en 2015.

Es importante destacar que ENAP ha presentado una evolución positiva en todas las variables financieras entre los ejercicios 2014 y 2015, como consecuencia de su adecuada adaptación a la volatilidad del mercado y a una fuerte gestión, tendiente a ser más rentable y consistente en sus operaciones. Lo anterior es un aspecto clave, tomando en cuenta el ambicioso plan de inversiones que está desarrollando la empresa, y que va a requerir de financiamiento externo por los próximos años, aun cuando este nivel de resultados se mantenga.

De hecho, entre el 2010 y el 2013, en promedio, ENAP invirtió alrededor de US\$ 320 millones. El 2014 aumentaron las inversiones a US\$ 400 millones y el 2015 este ítem superó los US\$ 600 millones. Estas inversiones se han efectuado en conjunto con el desarrollo de una serie de proyectos emblemáticos: el desarrollo del gas no convencional en el Bloque Arenal en Tierra del Fuego, lo que permitió alcanzar una producción de un millón de metros cúbicos diarios y con ello asegurar el consumo residencial de Magallanes; el inicio de la construcción de la primera central de geotermia en Sudamérica en Cerro Pabellón, ubicada en la Región de Antofagasta; el cierre del acuerdo para desarrollar una unidad cogeneradora en Refinería Aconcagua; la expansión del giro, que permite el ingreso de ENAP al mercado de la generación eléctrica, lo que le permitió asociarse con la empresa japonesa Mitsui para el desarrollo de centrales de ciclo combinado, entre otros proyectos. Además, conseguimos aumentar la producción de petróleo y gas considerando nuestras operaciones en Magallanes, Argentina, Ecuador y Egipto.

Ejecutar un programa de inversión de esta magnitud, que también considera inversiones históricas en las refinerías para disminuir sus impactos ambientales, representa un desafío inédito para la empresa. Por ello se deben redoblar los esfuerzos para avanzar en eficiencia y reducción de costos. Para cumplir con este desafío, ENAP cuenta con el decidido apoyo del gobierno, que ya ingresó al Congreso el proyecto de Ley de Gobierno Corporativo, que busca modernizar a la empresa y a la vez considera una capitalización por US\$ 400 millones, que estaría disponible en 2017.

Estas excelentes noticias han sido posibles sólo gracias al compromiso de nuestras trabajadoras y nuestros trabajadores. Si hemos conseguido frenar la montaña rusa financiera de los años anteriores y convertir a ENAP en una empresa más segura y estable, ha sido fruto del trabajo mancomunado que como Administración hemos llevado a cabo junto a ustedes, nuestros trabajadores.

No obstante, este es sólo el primer gran paso en un largo camino que sigue siendo tremendamente desafiante. Entonces, el llamado es a no relajarse ni conformarse con lo ya conseguido, invitándolos a seguir poniendo sus mejores esfuerzos para concretar cada uno de los compromisos que hemos adquirido.

En síntesis, la suma de logros y avances registrados durante 2015, nos demostró que transitamos por la senda correcta, pero que, indudablemente, aún queda mucho por hacer. ENAP debe ser un soporte clave del desarrollo de Chile como una empresa eficiente y confiable, y que sea motivo de orgullo para todos los chilenos.

Finalmente, quisiera transmitir que este 2016 es el inicio de una ruta de alta exigencia para ENAP. Va a ser un año desafiante dado el complejo escenario internacional, donde tendremos que fortalecer aún más nuestro rol como empresa estratégica y preponderante en el desarrollo de la industria de la energía en nuestro país.

Los invito a construir juntos una ENAP que sea la empresa de energía que Chile necesita.



**MARCELO TOKMAN RAMOS**  
Gerente General  
Empresa Nacional del Petróleo

CAPITULO 1

2015:

UN AÑO HISTÓRICO



# HITOS DE LA GESTIÓN



9 DE ENERO

## AUTORIDADES, ENAP Y VECINOS LANZAN PROGRAMA “HUALPÉN SUMA”

Un histórico acuerdo suscribieron las principales autoridades de la Región del Biobío, ejecutivos de ENAP y dirigentes vecinales de la comuna de Hualpén para trabajar en forma conjunta en la relocalización de las familias aledañas a Refinería Bío Bío, así como mejorar la calidad de la vida de los habitantes de Hualpén. Con este acuerdo se pone en marcha el programa “Hualpén Suma”, el cual se realizará de manera participativa y que tiene como focos claves la ejecución de un plan que permita la relocalización de 290 familias que viven en las cercanías de esta filial de ENAP; la posterior construcción de un parque de mitigación en el sector, y el apoyo a vecinos así como el seguimiento del comportamiento ambiental de la refinería, durante todo el proceso.



12 DE MARZO

## MINISTRO PACHECO ENCABEZÓ PLENARIO DE SEGURIDAD

La Administración y los trabajadores de ENAP realizaron en Santiago un inédito plenario de Seguridad, en una ceremonia que encabezó el ministro de Energía y presidente del Directorio de ENAP, Máximo Pacheco. Al encuentro asistieron cerca de 150 personas de todas las filiales con miras a abordar uno de los objetivos estructurales de ENAP: convertirse en una empresa pública modelo en seguridad. Los participantes coincidieron en que el punto de partida para que ENAP sea competitiva, es que sea una empresa segura. La seguridad debe ser el eje estratégico de la compañía. Es ahí donde se encuentra su fundación y donde se basa el resto de la gestión.



12 DE ABRIL

## TRABAJADORES ENTREGAN AYUDA SOLIDARIA EN LA TERCERA REGIÓN

Un total de tres camiones cargados con una serie de implementos llegaron hasta el centro de capacitación de Enami en Paipote, Tercera Región, cargados con alimentos no perecibles, colchones, frazadas, agua, baterías de cocina, juegos de loza, carretillas, palas, botas de goma, además de elementos de seguridad y protección personal, donaciones recolectadas por los trabajadores, ejecutivos y profesionales de ENAP en una campaña interna solidaria que se extendió por dos semanas, organizada por la Administración, FENATRAPECH Y FESENAP. Desde las dependencias de Enami, la ayuda se distribuyó a Paipote, Diego de Almagro, El Loro y El Salado, localidades que fueron devastadas a consecuencia del temporal de viento y lluvia acaecido el 24 de marzo.



16 DE ABRIL

## ENAP SUSCRIBE DOS NUEVOS CONTRATOS DE EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN EN ECUADOR

ENAP suscribió dos Contratos de Servicios para la exploración y explotación de hidrocarburos en la región amazónica de Ecuador. El primer contrato corresponde a una extensión de la vigencia del Bloque Paraíso Biguno Huachito e Intracampos (PBHI) hasta el año 2034, otorgada por el gobierno ecuatoriano. El segundo fue suscrito en la forma de Consorcio, conformado por ENAP SIPEC, la petrolera estatal ecuatoriana Petroamazonas y Belorusneft. De esta forma, nuestra empresa extiende su presencia en Ecuador al menos hasta el año 2034, afianzando una vez más su compromiso con este país.



28 DE ABRIL

### ENAP INSTAURA DÍA DE LA SEGURIDAD EN TODAS SUS FILIALES

ENAP instauró el 28 de abril como el Día de la Seguridad, iniciativa que pretende generar una reflexión en torno a este tema y reforzar el compromiso de toda la organización con la seguridad de sus trabajadores y colaboradores. Para ENAP la seguridad es un valor intransable y uno de los pilares fundamentales que la empresa tiene contemplado en su Plan Estratégico al 2025. El compromiso de la empresa es que todos sus trabajadores lleguen sanos y salvos a casa. El objetivo es alcanzar hacia 2018 indicadores cercanos a los que tienen las grandes empresas petroleras en el mundo, lo que se encuentra dentro de los mandatos más importantes de la Agenda de Energía del gobierno.



15 DE MAYO

### EXTIENDEN CONCESIÓN DE EXPLOTACIÓN DE PETRÓLEO Y GAS EN ARGENTINA

ENAP, a través de su filial ENAP Sipetrol Argentina, extendió la Concesión de Explotación que tiene en dicho país para el yacimiento Pampa del Castillo- La Guitarra, ubicado en la Provincia del Chubut, en el sur del país trasandino. Con la firma de este acuerdo y la posterior ratificación por parte de la Legislatura de la Provincia del Chubut, nuestra empresa obtuvo la extensión por otros 10 años, con vigencia hasta noviembre de 2026, y con una opción adicional de prórroga por 20 años más. A partir de esta firma, ENAP Sipetrol Argentina y la empresa provincial estatal de energía Petrominera Chubut forman una sociedad donde un 12% de la propiedad estará en manos de la trasandina, mientras que el 88% restante en manos de la petrolera chilena. ENAP Sipetrol Argentina será la operadora del bloque.



20 DE MAYO

### FIRMAN ACUERDO PARA CONSTRUCCIÓN DE CENTRAL DE COGENERACIÓN A GAS NATURAL DE 77 MW EN CONCÓN

ENAP firmó un acuerdo con la compañía de capitales españoles Duro Felguera S. A. para la construcción y puesta en marcha de una central de cogeneración a gas natural de aproximadamente 77 MW, la que producirá 125 toneladas/ hora (t/h) de vapor, en la comuna de Concón, Región de Valparaíso, aledaña a la Refinería Aconcagua. Ambas compañías firmaron un contrato de construcción a suma alzada, “llave en mano”, para encargar a Duro Felguera la ingeniería, construcción, montaje, prueba y puesta en marcha de la central, por un monto aproximado de US\$ 120 millones.



5 DE JUNIO

### CONMEMORAN DÍA MUNDIAL DEL MEDIO AMBIENTE

Con el propósito de sensibilizar a la opinión pública respecto de la necesidad de preservar y mejorar el medio ambiente, en 1972 la Asamblea General de Naciones estableció el 5 de junio como Día Mundial del Medio Ambiente. Bajo este espíritu, ENAP conmemoró este día con distintas actividades en las que renovó su compromiso como empresa con el cuidado del entorno y especialmente de los humedales ubicados en los alrededores de sus operaciones. ENAP cuenta con un Programa de Uso Racional de Humedales, cuyo objetivo es promover la conservación efectiva de aquellos humedales insertos en sus áreas de influencia: Humedal Desembocadura Río Aconcagua (Refinería Aconcagua), Humedal de Lenga (Refinería Bío Bío) y Humedal Bahía Lomas (ENAP Magallanes).



10 DE JUNIO

### **REFINERÍA ACONCAGUA Y PESCADORES DE QUINTERO SE ASOCIAN PARA MONITOREO DE BAHÍA**

Un convenio para el monitoreo del área de manejo y la alerta temprana en caso de contingencias marítimas y fomento productivo, suscribieron Refinería Aconcagua de ENAP y la Agrupación de Caletas Unidas de Quintero. Cabe recordar que tras el derrame que afectó a la bahía de Quintero el 24 de septiembre de 2014, Refinería Aconcagua fue la única empresa que asumió las labores de contención y limpieza de la emergencia, para cuyas labores recurrió a la colaboración de las agrupaciones de pescadores de la zona, lo que permitió abordar positivamente la situación. La emergencia planteó la necesidad de contar con un equipo de trabajo que permita un monitoreo periódico de la bahía y la toma de muestras de agua de mar que aseguren la mantención de la limpieza del lugar.



3 DE JULIO

### **ENAP Y AUTORIDADES ENTREGAN CONCESIÓN QUE PERMITIRÁ ELECTRIFICAR ISLA MOCHA**

ENAP y autoridades de la Octava Región se trasladaron a Isla Mocha para entregar formalmente las instalaciones que permitirán generar energía eléctrica para los habitantes de la isla, utilizando gas proveniente de pozos perforados antiguamente en la zona. Así se selló con éxito este proyecto, que unió voluntades de organismos públicos y ENAP, con el único objetivo de dotar a los cerca de 600 habitantes de Isla Mocha de energía eléctrica a partir de gas natural, un combustible amigable con el medioambiente.



14 DE JULIO

### **ENAP Y ENEL GREEN POWER INICIAN EN CHILE LA CONSTRUCCIÓN DE LA PRIMERA CENTRAL GEOTÉRMICA DE SUDAMÉRICA**

ENAP Y Enel Green Power (EGP) iniciaron las obras de construcción de Cerro Pabellón, la primera central geotérmica de Sudamérica, ubicada en la comuna de Ollagüe, Región de Antofagasta, en pleno altiplano andino. Cerro Pabellón, cuya puesta en marcha está prevista para el primer semestre de 2017, será también la primera planta geotérmica construida a una cota de 4.500 metros sobre el nivel del mar. La planta se compone de dos unidades de 24 MW, con una capacidad instalada total bruta de 48 MW. Una vez en operación, será capaz de producir cerca de 340 GWh al año, equivalente a las necesidades de consumo de unos 154.000 hogares chilenos, evitando de este modo, la emisión anual a la atmósfera de más de 155.000 toneladas de CO<sub>2</sub>. La inversión para la construcción de la planta será de aproximadamente US\$ 320 millones.



31 DE JULIO

### **ANTE PRESIDENTA BACHELET, TRABAJADORES Y ADMINISTRACIÓN FIRMAN ACUERDO DE DIÁLOGO SOCIAL**

La Administración y los sindicatos de ENAP reafirmaron su voluntad de mantener canales de comunicación y sellaron un Acuerdo de Diálogo Social, comprometiendo esfuerzos para materializar el Plan Estratégico de la empresa, con la presencia de la Presidenta Michelle Bachelet y del Ministro de Energía, Máximo Pacheco, entre otras autoridades. A través de esta alianza, la Administración y los Trabajadores y Profesionales de la compañía, se fijaron como objetivo hacer de ENAP una empresa pública modelo en seguridad y eficiencia, que desempeñe un rol estratégico para potenciar de forma sustentable el mercado energético en Chile.



28 DE AGOSTO

### **PLAN MAESTRO DE "HUALPÉN SUMA" INCORPORA A UNIVERSIDAD DEL BÍO BÍO**

Una nueva etapa del Plan Maestro de Sustentabilidad y Medio Ambiente se puso en marcha con la firma del convenio entre la Intendencia, la Universidad del Bío Bío, ENAP y el Municipio de Hualpén, que dio inicio oficial al trabajo que realizará dicha casa de estudios con los vecinos de esa comuna, en el marco del programa "Hualpén Suma". Así ENAP cumplió con otro de los compromisos suscritos con autoridades regionales, comunales y vecinos de Hualpén en enero pasado y que busca generar iniciativas que mejoren la calidad de vida de las familias cercanas a la Refinería Bío Bío.



29 DE AGOSTO

### **PLANTAS DAO SAN FERNANDO Y LINARES DE ENAP ALCANZARON 9 Y 8 AÑOS SIN ACCIDENTES**

La prevención de riesgos es parte del ADN de los trabajadores, profesionales y ejecutivos de la Dirección de Almacenamiento y Oleoducto, DAO, de ENAP. Prueba de ello es que se alcanzaron 9 y 8 años sin Accidentes con Tiempo Perdido en las plantas de San Fernando y Linares, cumplidos el 28 y 29 de agosto, respectivamente. De este modo, los trabajadores del DAO reiteran su absoluto compromiso con uno de los objetivos centrales de la Administración de ENAP, lo que va de la mano de la Agenda de Energía que lanzó en mayo de 2014 la Presidenta Michelle Bachelet en La Moneda.



1 DE SEPTIEMBRE

### **ENAP FIRMA ACUERDO PARA SUMINISTRO DE GAS NATURAL A COLBÚN**

ENAP firmó un acuerdo de suministro de gas natural con Colbún, por un plazo de tres años, para el período 2016- 2018. El presente acuerdo, que se enmarca dentro de los lineamientos del Plan Estratégico 2014-2025 de ENAP para impulsar el uso del gas natural en la matriz energética del país, constituye la mayor transacción por suministro de gas natural proveniente de GNL que ambas empresas hayan suscrito desde el inicio de la operación del Terminal GNL Quintero. Este acuerdo permitirá a Colbún utilizar dicho combustible en sus centrales de ciclo combinado y a ENAP colocar parte importante de su capacidad de regasificación y disponibilidad de GNL para dicho período.



30 DE SEPTIEMBRE

### **GERENTE GENERAL DE ENAP PRESENTA PROYECTO DE GEOTERMIA EN EXPO MILÁN 2015**

Marcelo Tokman presentó en Expo Milán 2015 el proyecto Cerro Pabellón, la primera central de Geotermia de Sudamérica que se ubicará en la Comuna de Ollagüe, Región de Antofagasta. Junto a representantes de Enel Green Power (EGP), empresa socia de ENAP en la construcción de Cerro Pabellón, Marcelo Tokman se refirió a los beneficios de esta planta, que permitirá entregar energías limpias al país. El máximo ejecutivo de la empresa insistió en que ENAP debe ser un actor clave en el desarrollo energético de Chile.



23 DE OCTUBRE

### **REFINERÍA ACONCAGUA LANZA FONDO CONCURSABLE PARA ORGANIZACIONES COMUNITARIAS DE QUINTERO**

Distintas organizaciones comunitarias de Quintero postularon al Fondo Concursable ENAP 2015, cuyo objetivo es cofinanciar proyectos de desarrollo social y productivo en la comuna. La iniciativa considera un monto total de 60 millones de pesos, los que serán destinados a financiar proyectos que aborden diversas temáticas relacionadas con el área de Educación, Cultura, Deportes, Desarrollo Social y Medio Ambiente. El Fondo Concursable se enmarca en la Política de Responsabilidad Social y de Sustentabilidad de ENAP Refinería Aconcagua, en particular con la comuna de Quintero.



29 DE OCTUBRE

### **ENAP RECIBE PREMIO TRANSPARENCIA CORPORATIVA 2015**

ENAP recibió el segundo lugar del Premio Transparencia Corporativa 2015, ranking que por sexta vez organiza Chile Transparente y la Universidad del Desarrollo, con el patrocinio de KPMG, y que elabora la consultora Inteligencia de Negocios (IdN). ENAP junto a Zofri y Codelco, encabezó el ranking de las estatales más transparentes del país. Según el listado, los avances más destacados los registraron ENAP (83,4 puntos), que mantuvo su puntuación elevada como en ediciones anteriores; y Zofri (84,2 unidades). También destacaron Codelco y Metro, con 83,1 y 74,3 puntos, respectivamente.



4 DE NOVIEMBRE

### **ENAP Y AES GENER FIRMAN PRIMER ACUERDO DE SUMINISTRO DE GAS NATURAL PARA GENERACIÓN ELÉCTRICA**

ENAP y AES Gener firmaron un acuerdo de suministro de gas natural para generación eléctrica, que se hará efectivo durante 2016. La firma de este convenio con AES Gener va en línea con uno de los objetivos de la Agenda de Energía del gobierno, y que ENAP ha incorporado en su Plan Estratégico al 2025, que es el de impulsar el uso del gas natural en la matriz energética de Chile. El acuerdo firmado permitirá a AES Gener utilizar el gas natural en su Central Nueva Renca y a ENAP colocar parte importante de su capacidad de regasificación y disponibilidad de GNL para ese período. Central Nueva Renca es un ciclo combinado de 379 MW de potencia instalada. Cuenta con 2 unidades generadoras, una turbina a gas y una turbina a vapor en ciclo combinado, que abastecen de energía al Sistema Interconectado Central.



9 DE NOVIEMBRE

### **REFINERÍA ACONCAGUA ANUNCIA CONJUNTO DE INVERSIONES MEDIOAMBIENTALES**

Un total de cuatro proyectos operacionales y una cartera significativa de inversiones medioambientales dio a conocer Refinería Aconcagua a los medios de comunicación de la Quinta Región. La cartera presentada responde a la necesidad de planificar los próximos 20 años de desarrollo de la refinería con un programa integrado de inversiones que responden no sólo al mejoramiento técnico de las actuales operaciones, sino que también contemplan una mirada ambiental con nuevos estándares operacionales que conversan con los anhelos de la comunidad y del país. Refinería Aconcagua será más amigable, con menos emisiones globales y mejor tecnología para enfrentar los desafíos de los próximos años, lo que será un gran aporte para mejorar la calidad de vida de los vecinos de Concón. En términos económicos, se considera una inversión de US\$ 150 millones entre 2016 y 2021.



12 DE NOVIEMBRE

### **REFINERÍA ACONCAGUA CELEBRÓ 60 AÑOS**

En 1955 fue inaugurada por el entonces Presidente de la República, Carlos Ibáñez del Campo. Desde entonces cumple un rol clave en el abastecimiento de combustibles para la Región Metropolitana y ha tenido un papel fundamental en el crecimiento de la comuna de Concón. Refinería Aconcagua fue fruto del tesón de miles de porteños, quienes convencieron a las autoridades de la época respecto de que se instalara en Concón, cerca de Valparaíso, en desmedro de San Antonio, como se promovía en ese entonces. La empresa sería un aporte para reactivar económica y laboralmente a esta zona de la Quinta Región de nuestro país. A lo largo de estos años ha crecido y se ha modernizado, hasta ser la empresa competitiva y productiva de nuestros días, con una capacidad instalada para procesar más de 100.000 barriles de crudo diario.



12 DE NOVIEMBRE

### **CASA ABIERTA ENAP, UNA DÉCADA APORTANDO AL DESARROLLO DE CONCÓN**

Casa Abierta ENAP cumplió 10 años aportando al desarrollo de las artes y la cultura en Concón. Ubicada en pleno corazón de la comuna, cada año recibe a más de 900 personas en los diversos talleres que ofrece gratuitamente a la comunidad, en las disciplinas de teatro, danza, guitarra, jazz y pintura, entre otras. Esta iniciativa es considerada emblemática y contempla diversos programas en apoyo de las comunidades donde la empresa desarrolla sus actividades productivas. Casa Abierta nació cuando ENAP decidió recuperar la estructura que otrora albergó al primer economato y luego al consultorio de la comuna, para impulsar este espacio destinado al desarrollo humano integral de los habitantes de Concón, quienes no sólo tienen acceso gratuito a todas sus actividades, sino que también realizan en sus salones muchas actividades propias.



27 DE NOVIEMBRE

### **HUALPÉN CONTARÁ CON EL PRIMER CFT DE LA ENERGÍA DE LA REGIÓN DEL BIOBÍO**

Con la firma de un acuerdo de cooperación entre el Ministerio de Energía, el Gobierno Regional, la Municipalidad de Hualpén, el Centro Educacional CEDUC de la Universidad Católica del Norte y ENAP, se dio inicio al proyecto de construcción del primer Centro de Formación Técnica de Nivel Superior de la Energía en la Región del Bío Bío. Este CFT beneficiará a habitantes de todas las comunas del gran Concepción y, especialmente, de la intercomuna Talcahuano-Hualpén. Este hito se enmarca en la Agenda de Energía del Ministerio de Energía y en el plan de relacionamiento comunitario de ENAP, y se concretó en la población El Triángulo de Hualpén, lugar en el que se construirá dicho centro de estudios. La ceremonia contó con la presencia de autoridades regionales, comunales y vecinales.



5 DE DICIEMBRE

### **GRAN PARTICIPACIÓN CIUDADANA EN “HUALPÉN SUMA DECIDE”**

Con una masiva participación en el proceso de votación “Hualpén Suma Decide”, se validó el trabajo que durante cuatro meses realizaron los vecinos, ENAP, el Gobierno Regional, la Municipalidad de Hualpén y la Universidad del Bío Bío para diseñar el Plan Maestro de las 10 poblaciones vecinas a Refinería Bío Bío. Durante este proceso, los habitantes de esos sectores soñaron y levantaron, con apoyo de un equipo de expertos de la UBB, y en foros abiertos con la comunidad, 40 proyectos: 10 transversales o barriales y 30 sectoriales, los que fueron sometidos a votación y priorizados por ellos mismos. Hasta los distintos centros de votación llegaron casi dos mil vecinos que creyeron en esta iniciativa, que además fue monitoreada por autoridades comunales y regionales.



15 DE DICIEMBRE

### LANZAN PRIMERA VERSIÓN DE “MAGALLANES EN 100 PALABRAS”

La magia y la belleza magallánica fueron protagonistas del lanzamiento de la primera versión del concurso de cuentos breves “Magallanes en 100 Palabras”. La iniciativa da inicio a una travesía literaria por la geografía y los paisajes de la región, invitando a los ciudadanos a retratarlos en cuentos de un máximo de 100 palabras. El proyecto, presentado por ENAP en el marco de las celebraciones por sus 70 años de historia, y organizado por Fundación Cultural Plagio, busca fomentar y fortalecer el vínculo con la escritura creativa y la lectura en personas de todas las edades, utilizando los espacios públicos como escenario y foco de desarrollo cultural. Asimismo, permite que los magallánicos reconozcan su identidad, su patrimonio y su historia, historia de la que ENAP es parte fundamental.



18 DE DICIEMBRE

### ENAP Y OIT FIRMAN ACUERDO QUE PROPICIA EL DIÁLOGO SOCIAL CON TRABAJADORES CONTRATISTAS

ENAP y la Organización Internacional del Trabajo (OIT) firmaron un Memorándum de Entendimiento, cuyo objeto es promover mecanismos que propicien el diálogo social con las empresas contratistas de ENAP. El objetivo es contribuir de manera eficaz al desarrollo estratégico y productivo de la compañía, en un marco de respeto por los derechos laborales, especialmente en el sector de las empresas colaboradoras. La OIT prestará asesoría técnica y capacitación a ENAP para efectuar actividades a través de un Comité Técnico en que participarán ambas partes, abarcando preferentemente la realización en forma conjunta de estudios y proyectos en temas de interés común; el intercambio entre grupos de trabajo de ambas instituciones; la organización de actividades sobre problemáticas de interés común, y la elaboración de publicaciones.



23 DE DICIEMBRE

### ENAP FIRMA ACUERDO MARCO CON MITSUI PARA EL DESARROLLO DE PROYECTOS DE GENERACIÓN ELÉCTRICA

ENAP firmó un acuerdo marco con la empresa japonesa Mitsui para el desarrollo de dos proyectos de generación eléctrica por una capacidad total cercana a los 1.200 MW. Mitsui será socio de ENAP en las centrales de ciclo combinado en base a gas natural Luz Minera (Mejillones) y Nueva ERA (Concón), las cuales formarán parte de la cartera de proyectos de generación con que ENAP y su socio podrán participar en las licitaciones de suministro para clientes regulados entre 2016 y 2018. La central Luz Minera tiene una capacidad de 760 MW, mientras que la del proyecto Nueva ERA es de 510 MW. Entre ambas, la inversión estimada alcanza cerca de US\$ 1.300 millones. La búsqueda de socio de ENAP fue liderada por ASSET Chile, como asesor financiero, y por Larrain y Asociados, como asesores legales, mediante un proceso riguroso y competitivo.



29 DE DICIEMBRE

### CONMEMORAN LOS 70 AÑOS DEL DESCUBRIMIENTO DEL PETRÓLEO

Con una solemne ceremonia ENAP Magallanes conmemoró los 70 años del Descubrimiento del Petróleo, evento que contó con la presencia de las máximas autoridades regionales, encabezadas por el Intendente Jorge Flies, y el Gerente General de ENAP, Marcelo Tokman. Como ya es tradición, la ceremonia incluyó un reconocimiento a quienes cumplieron 25, 30, 35, 40 y 45 años en la empresa, además de distinguir a los trabajadores más destacados y de excelencia de 2015. Marcelo Tokman agradeció a todos los sindicatos de trabajadores por su entrega y compromiso, haciendo un llamado a confiar en el auspicioso futuro de la empresa.



9 DE ENERO DE 2016

### **“HUALPÉN SUMA” ENTREGA CUENTA DE AVANCES FRENTE A VECINOS Y AUTORIDADES**

Una cuenta pública con los avances del Plan de Sustentabilidad y Medio Ambiente, “Hualpén Suma” tras su primer año de ejecución, entregó ENAP en la Intendencia Regional del Biobío. A un año exacto de que vecinos, autoridades de gobierno, municipio y ejecutivos de ENAP suscribieran el Plan que dio vida a “Hualpén Suma”, los distintos actores involucrados se reunieron para conocer los logros alcanzados durante 2015. El Plan contempla 3 ejes de trabajo: Relocalización, Plan Maestro del sector y Programas de Desarrollo Integral. En la oportunidad también se destacó el fortalecimiento y nuevo estilo de relación de la empresa con la comunidad. En cuanto al proceso de Relocalización, este avanza de manera sistemática y coordinada con vecinos de Villa y Nueva El Triángulo. Tras culminar el catastro físico y social se trabaja en la segunda fase o Plan Operativo que termina en abril de 2016.



12 DE ENERO 2016

### **CONGRESO APROBÓ PROYECTO QUE PERMITE A ENAP INGRESAR A RUBRO DE LA GENERACIÓN ELÉCTRICA**

La Cámara de Diputados y el Senado aprobaron el último trámite legislativo del proyecto de ley que amplía el giro de ENAP y le permite a la empresa incursionar en el negocio de generación eléctrica. La Cámara despachó el proyecto con 102 votos a favor, 3 en contra y 4 abstenciones, mientras que el Senado dio luz verde a la iniciativa con 22 votos a favor y 4 abstenciones. El Gerente General de ENAP, Marcelo Tokman, manifestó su satisfacción por la aprobación del proyecto de ley, uno de los ejes de la Agenda de Energía del Gobierno, y reconoció el esfuerzo conjunto del equipo ejecutivo de ENAP, el Ministerio de Energía y la Federación de Trabajadores de la empresa por sacar adelante el proyecto.



# LA EMPRESA

---

## PERFIL DE LA EMPRESA Y ESTRUCTURA

La Empresa Nacional del Petróleo, ENAP, es una empresa líder en Chile, que opera de manera integrada en la producción, refinación y comercialización de hidrocarburos y sus derivados. Propiedad en un 100% del Estado chileno, la compañía cumple un rol estratégico en el abastecimiento de combustibles. Gracias a la venta de Gas Natural Licuado, que llega desde distintos mercados al terminal de Quintero, su papel se ha vuelto clave en el respaldo de la matriz energética del país.

Sus operaciones en el extranjero incluyen la producción de crudo y gas en Ecuador, Egipto y Argentina, todas a través de alianzas con empresas líderes en el rubro petrolero.

En Chile, ENAP opera a través de tres Líneas de Negocio: Exploración y Producción (E&P), que se encarga de gestionar la búsqueda y producción de hidrocarburos. La Línea de Exploración y Producción, además, tiene a su cargo la licitación y suscripción de Contratos Especiales de Operación Petrolera, (CEOP), que permiten a firmas del rubro asociarse con ENAP para la exploración de bloques ubicados en

la Región de Magallanes. De esta Línea dependen, asimismo, las operaciones de la filial internacional, Sipetrol, que desarrolla todas las operaciones de ENAP en el exterior.

En tanto, la Línea de Refinación y Comercialización (R&C) opera las Refinerías Aconcagua, Bío Bío y Gregorio, donde se procesa el crudo para transformarlo en combustible.

Mientras que la Línea de Negocio de Gas y Energía (G&E), creada en agosto de 2014, tiene a su cargo el negocio del gas y su mayor presencia en la matriz energética del país, de acuerdo a la Agenda de Energía que lanzó el gobierno en mayo de ese año.

La administración central de ENAP se realiza desde la Casa Matriz, ubicada en Santiago de Chile.

## CONSTITUCIÓN LEGAL: PROPIEDAD Y CONTROL DE LA EMPRESA

La Empresa Nacional del Petróleo es de propiedad del Estado de Chile. Fue constituida conforme a la Ley N° 9.618, promulgada el 19 de junio de 1950. Sus estatutos fueron aprobados por Decreto 1.208, dictado el 10 de octubre de 1950, por el entonces Ministerio de Economía y Comercio.

Opera como empresa comercial, con un régimen jurídico de derecho público y se administra en forma autónoma. Para ello, cuenta con patrimonio y personalidad jurídica propios, y se relaciona con el Gobierno a través del Ministerio de Energía y del Ministerio de Hacienda, con este último para efectos presupuestarios.

La Ley 9.618 ha sido modificada por diversas leyes posteriores. Su texto actualizado fue aprobado por el Decreto con Fuerza de Ley N° 1, de 1986, del Ministerio de Minería.

La administración superior de ENAP radica en un Directorio compuesto por ocho miembros, encabezado por el Ministro de Energía, quien ocupa la Presidencia de éste. La Vicepresidencia es ejercida por el Vicepresidente Ejecutivo de la Corporación de Fomento de la Producción (CORFO), entidad que designa a tres directores. Los otros tres miembros del Directorio representan a las siguientes entidades privadas: Sociedad de Fomento Fabril, Sociedad Nacional de Minería y el Instituto de Ingenieros de Minas de Chile.

# SÍNTESIS HISTÓRICA

---



La historia de la Empresa Nacional del Petróleo (ENAP) se encuentra estrechamente ligada al desarrollo de Chile y a su particular geografía.

Si bien fue oficialmente creada por el Estado el 19 de junio de 1950, mucho antes ya auguraba convertirse en un activo estratégico para nuestro país.

Antes de existir como empresa, un grupo de heroicos trabajadores de CORFO - liderados por el ingeniero Eduardo Simián- hizo brotar el primer chorro de crudo en Springhill, Tierra del Fuego, el 29 de diciembre de 1945. Fue el mismo equipo que encabezaba Simián, el que recomendaría la creación de una empresa que explotase comercialmente los pozos petroleros descubiertos en la zona austral.



Así, desde sus comienzos, los trabajadores de una naciente ENAP darían cuenta de que su contribución al desarrollo de Chile sería más que la sola entrega de hidrocarburos. Con el paso de los años y habiéndose conformado un polo de desarrollo estratégico en Magallanes, que incluía el proceso de producción de combustibles líquidos y tratamiento del gas en pequeños volúmenes, en el área de Manantiales, la empresa estaba lista para su siguiente paso.

El 12 de noviembre de 1955, bajo la Presidencia de Carlos Ibáñez del Campo, se inauguró la Refinería de Petróleo de Concón, hoy Refinería Aconcagua. ¿Su objetivo? Producir combustibles a gran escala y comenzar a competir en el negocio de Refinación de tipo comercial e industrial. Una vez lograda una masa crítica de clientes en la zona central de Chile, se levantó una Planta de Almacenamiento en Maipú (1959), que se conectó a un poliducto para llevar los derivados del crudo hasta la Región Metropolitana.



Más tarde, el 24 de julio de 1961, se creó el Comando Unido de los Trabajadores del Petróleo, antecesor de la FENATRAPECH, Federación Nacional de Trabajadores del Petróleo y Afines de Chile, que hoy preside Jorge Fierro Andrade.

El Comando Unido de los Trabajadores del Petróleo nació de la Unión de Obreros Petrolíferos y la Asociación de Empleados de ENAP, y fue el primer paso de una larga y enriquecedora tradición sindical petrolera.

El Comando Unido fue una organización señera para todos los movimientos sindicales en Chile y contribuyó a que las trabajadoras y trabajadores del Petróleo tuvieran una visión histórica de la importancia de ENAP como empresa estratégica para Chile, desempeñándose sus principales dirigentes, a lo largo de estas décadas, como actores activos, propositivos y con mirada de futuro.

Posteriormente, el 29 de julio de 1966, con la puesta en marcha de la segunda refinería de petróleo en Talcahuano, hoy Refinería Bío Bío, y la construcción de dos terminales de almacenamiento, ENAP declaró su mayoría de edad y se definió como una empresa dedicada a la exploración y explotación petrolera, además de refinación, almacenamiento y comercialización de combustibles.

A partir de allí se sucedieron la creación del negocio de Logística y la transformación en un holding de empresas, en 1981. Una vez consolidadas sus distintas áreas de negocios, ENAP concretó su salida al exterior, con la creación de la Sociedad Internacional Petrolera S. A., en mayo de 1990, que años más tarde se denominó Sipetrol y que ha mostrado éxitos exploratorios en Ecuador, Argentina y Egipto. En 2004, las refinerías de la Quinta y Octava regiones, junto a la filial encargada del almacenamiento de combustibles, Emalco, se fusionaron en una sola empresa: ENAP Refinerías S. A.

En octubre de 2009, se inauguró el terminal de Gas Natural Licuado, GNL, en Quintero, fruto de la alianza con British Gas (BG), Endesa y Metrogas, lo que marcó un hito en el desarrollo de ENAP como una empresa integrada en el rubro energético. Hoy, el GNL que llega a Quintero ha ido ganando espacio en la matriz energética nacional, dando cuenta del rol de ENAP como una empresa clave en todas las etapas del negocio de la energía.

En los últimos años, esta compañía ha emprendido una fuerte campaña exploratoria en busca de nuevas reservas de petróleo y gas en Magallanes, a través de una política de alianzas denominada Contratos Especiales de Explotación Petrolera (CEOP), que se inició en 2007.

En 2011, se cumplió una nueva etapa en la utilización de este mecanismo: junto a Geopark, Wintershall e YPF, ENAP presentó solicitudes al Ministerio de Energía para cinco bloques, dos de los cuales se formalizaron y entraron en vigencia en noviembre de 2012.

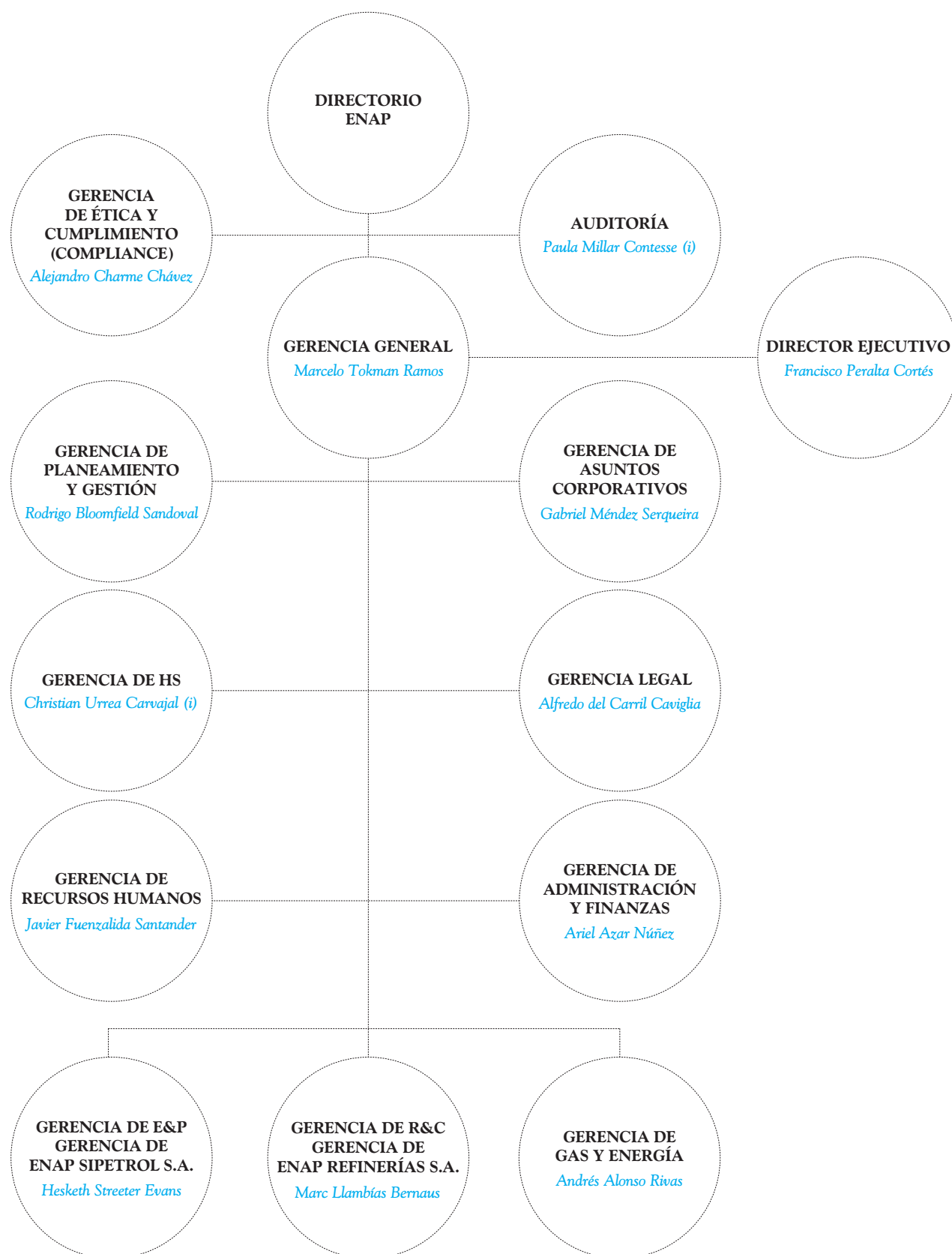
La inversión comprometida en los CEOP aumentará la actividad de exploración y producción de hidrocarburos en Magallanes. A su vez, mejorará el conocimiento del potencial exploratorio de la cuenca de esta parte del país, sumado a la generación de nuevos empleos, con todos los beneficios asociados para la Duodécima Región.

Del mismo modo, en los últimos años ENAP ha intervenido pozos de exploración a través de fracturas hidráulicas para producir gas no convencional en el Bloque Arenal, en Tierra del Fuego y en el bloque Dorado-Riquelme en la zona continental de Magallanes.

De hecho, en 2015 la empresa perforó un total de 52 pozos en el Bloque Arenal, registró una inversión récord de US\$ 288 millones y alcanzó una producción diaria de 1 millón de metros cúbicos (m<sup>3</sup>) diarios de gas, asegurando en suministro residencial para la Región de Magallanes.



# ORGANIGRAMA



## FECHAS DE INGRESO DE LOS PRINCIPALES EJECUTIVOS DE ENAP

| RUT             | NOMBRE                       | PROFESIÓN                         | FECHA EN QUE ASUMIÓ |
|-----------------|------------------------------|-----------------------------------|---------------------|
| 16. 654. 431- 9 | Marcelo Tokman Ramos         | Economista                        | 12. 05. 2014        |
| 23. 991. 729- 1 | Hesketh Streeter Evans       | Geólogo                           | 16. 04. 2012        |
| 7. 014. 843- 9  | Marc Llambías Bernaus        | Ingeniero Civil Industrial        | 01. 10. 2013        |
| 9. 148. 884- 1  | Andrés Alonso Rivas          | Ingeniero Civil Industrial        | 01. 08. 2014        |
| 12. 247. 409- 7 | Javier Fuenzalida Santander  | Profesor y Licenciado en Historia | 20. 07. 2015        |
| 9. 907. 068- 4  | Gabriel Méndez Serqueira     | Abogado                           | 15. 07. 2014        |
| 23. 687. 801- 5 | Alfredo del Carril Caviglia  | Abogado                           | 12. 05. 2014        |
| 6. 971. 003- 4  | Ariel Azar Núñez             | Contador Auditor                  | 22. 10. 2014        |
| 9. 584. 826- 5  | Alejandro Charme Chávez      | Abogado                           | 01. 09. 2014        |
| 12. 661. 349- 0 | Christian Urrea Carvajal (i) | Ingeniero Civil Industrial        | 30. 01. 2016        |
| 8. 341. 032- 9  | Rodrigo Bloomfield Sandoval  | Ingeniero Civil Industrial        | 16. 04. 2012        |
| 8. 541. 023- 7  | Francisco Peralta Cortés     | Ingeniero Comercial               | 01. 07. 2014        |
| 10. 409. 972- 6 | Paula Millar Contesse (i)    | Contador Auditor                  | 15. 01. 2016        |

## FECHAS DE INGRESO DE LOS DIRECTORES (DURACIÓN DE 3 AÑOS) PUDIENDO SER REELECTOS INDEFINIDAMENTE.

| NOMBRE                          | FECHA DE INGRESO DIRECTORIO | N° DE DIRECTORIO |
|---------------------------------|-----------------------------|------------------|
| Máximo Pacheco Matte            | 11. 03. 2014                | 1. 100           |
| Eduardo Bitrán Colodro          | 11. 03. 2014                | 1. 100           |
| Carlos Carmona Acosta           | 26. 03. 2015                | 1. 117           |
| Alejandro Jadresic Marinovic    | 20. 08. 2015                | 1. 122           |
| María Isabel González Rodríguez | 05. 03. 2015                | 1. 116           |
| Bernardita Piedrabuena Keymer   | 05. 01. 2016                | 1. 128           |
| Paul Schiodtz Obilinovich       | 28. 01. 2016                | 1. 129           |
| Jorge Fierro Andrade            | 22. 03. 2012                | 1. 067           |

NOTA:

Durante el año 2015, presentaron su renuncia los siguientes directores de ENAP:

- Fernán Gazmuri Plaza (16 de diciembre)
- Fidel Miranda Bravo (1 de octubre)
- Ramón Jara Araya (30 de abril)
- Fernando Ramírez Pendibene (10 de marzo)



# DIRECTORIO

---



PRESIDENTE DEL DIRECTORIO

**MÁXIMO PACHECO MATTE**

Economista

Ministro de Energía

RUT: 6. 371. 887- 4



VICEPRESIDENTE DEL DIRECTORIO

**EDUARDO BITRÁN COLODRO**

Ingeniero Civil Industrial

Vicepresidente Ejecutivo de la Corporación de Fomento  
de la Producción (Corfo)

RUT: 7. 950. 535- 8



DIRECTORA

**BERNARDITA PIEDRABUENA KEYMER**

Economista

Corporación de Fomento de la Producción (Corfo)

RUT: 10. 173. 277- 0



DIRECTORA

**MARÍA ISABEL GONZÁLEZ RODRÍGUEZ**

Ingeniero Civil de Minas

Corporación de Fomento de la Producción (Corfo)

RUT: 7. 201. 750- 1



DIRECTOR

**JORGE FIERRO ANDRADE**

Técnico Operador de Plantas Químicas

Corporación de Fomento de la Producción (Corfo)

RUT: 9. 925. 434- 3



DIRECTOR

**ALEJANDRO JADRESIC MARINOVIC**

Ingeniero Civil Industrial

Sociedad Nacional de Minería

RUT: 7. 746. 199- K



DIRECTOR

**CARLOS CARMONA ACOSTA**

Ingeniero Civil de Minas

Instituto de Ingenieros de Minas de Chile

RUT: 9. 003. 935- 0



DIRECTOR

**PAUL SCHIODTZ OBLINOVICH**

Ingeniero Civil Mecánico

Sociedad de Fomento Fabril

RUT: 7. 170. 719- 9



# DIRECTORIOS DE ENAP REFINERÍAS S.A. Y ENAP SIPETROL S.A.

---

## PRESIDENTE DEL DIRECTORIO

**EDUARDO BITRÁN COLODRO**

Ingeniero Civil Industrial

RUT: 7. 950. 535- 8

## VICEPRESIDENTE DEL DIRECTORIO

**MARCELO TOKMAN RAMOS**

Economista

RUT: 16. 654. 431- 9

## DIRECTORA

**BERNARDITA PIEDRABUENA KEYMER**

Economista

Corporación de Fomento de la Producción (Corfo)

RUT: 10. 173. 277- 0

## DIRECTORA

**MARÍA ISABEL GONZÁLEZ RODRÍGUEZ**

Ingeniero Civil de Minas

Corporación de Fomento de la Producción (Corfo)

RUT: 7. 201. 750- 1

## DIRECTOR

**JORGE FIERRO ANDRADE**

Técnico Operador de Plantas Químicas

Corporación de Fomento de la Producción (Corfo)

RUT: 9. 925. 434- 3

## DIRECTOR

**ALEJANDRO JADRESIC MARINOVIC**

Ingeniero Civil Industrial

Sociedad Nacional de Minería

RUT: 7. 746. 199- K

## DIRECTOR

**CARLOS CARMONA ACOSTA**

Ingeniero Civil de Minas

Instituto de Ingenieros de Minas de Chile

RUT: 9. 003. 935- 0

## DIRECTOR

**PAUL SCHIODTZ OBILINOVICH**

Ingeniero Civil Mecánico

Sociedad de Fomento Fabril

RUT: 7. 170. 719- 9

## REMUNERACIONES A PLANA EJECUTIVA

Las remuneraciones pagadas en 2015 a la plana ejecutiva superior de ENAP y filiales ascendieron a \$ 5.939.254.767. Los cargos considerados en la mencionada suma corresponden a 42 posiciones gerenciales existentes al 31 de diciembre de 2015: Gerente General, gerentes de Líneas de Negocio, gerentes de ENAP Casa Matriz, gerentes de ENAP Magallanes y de las filiales ENAP Refinerías S. A. y de ENAP Sipetrol S. A.

## DIETAS DE LOS DIRECTORES 2015

| RUT          | NOMBRES                              | BRUTO             | RETENCIÓN        | LÍQUIDO           |
|--------------|--------------------------------------|-------------------|------------------|-------------------|
| 4.461.192-9  | Gazmuri Plaza, Fernán Ramiro         | 12.379.498        | 1.237.949        | 11.141.549        |
| 7.201.750-1  | González Rodríguez, María Isabel     | 6.351.166         | 635.118          | 5.716.048         |
| 5.899.738-2  | Bande Bruck, Jorge Arturo            | 561.574           | 56.157           | 505.417           |
| 6.923.830-0  | Miranda Bravo, Fidel Antonio         | 7.717.984         | 771.798          | 6.946.186         |
| 9.003.935-0  | Carmona Acosta, Carlos Jesús         | 6.423.465         | 642.347          | 5.781.118         |
| 10.173.277-0 | Piedrabuena Keymer, Bernardita       | 1.166.503         | 116.651          | 1.049.852         |
| 7.876.527-5  | Ramírez Pendibene, Fernando Gustavo  | 1.633.392         | 163.339          | 1.470.053         |
| 9.925.434-3  | Fierro Andrade, Jorge René           | 8.339.581         | 833.957          | 7.505.624         |
| 7.746.199-K  | Jadresic Marinovic, Alejandro Daslav | 3.126.555         | 312.657          | 2.813.898         |
| <b>TOTAL</b> |                                      | <b>47.699.718</b> | <b>4.769.973</b> | <b>42.929.745</b> |

## DIRECTORES PERÍODO 2014

| RUT         | NOMBRE                     | CARGO          | PROFESIÓN                         |
|-------------|----------------------------|----------------|-----------------------------------|
| 6.371.887-4 | Máximo Pacheco Matte       | Presidente     | Economista                        |
| 7.950.535-8 | Eduardo Bitrán Colodro     | Vicepresidente | Ingeniero Civil Industrial        |
| 6.923.830-0 | Fidel Miranda Bravo        | Director       | Ingeniero Comercial               |
| 5.889.738-2 | Jorge Brande Bruck         | Director       | Economista                        |
| 4.461.192-9 | Fernán Gazmuri Plaza       | Director       | Ingeniero Comercial               |
| 5.899.198-8 | Ramón Jara Araya           | Director       | Abogado                           |
| 9.925.434-3 | Jorge Fierro Andrade       | Director       | Técnico Operador Plantas Químicas |
| 7.876.527-5 | Fernando Ramírez Pendibene | Director       | Ingeniero Civil en Minas          |

## INDEMNIZACIONES

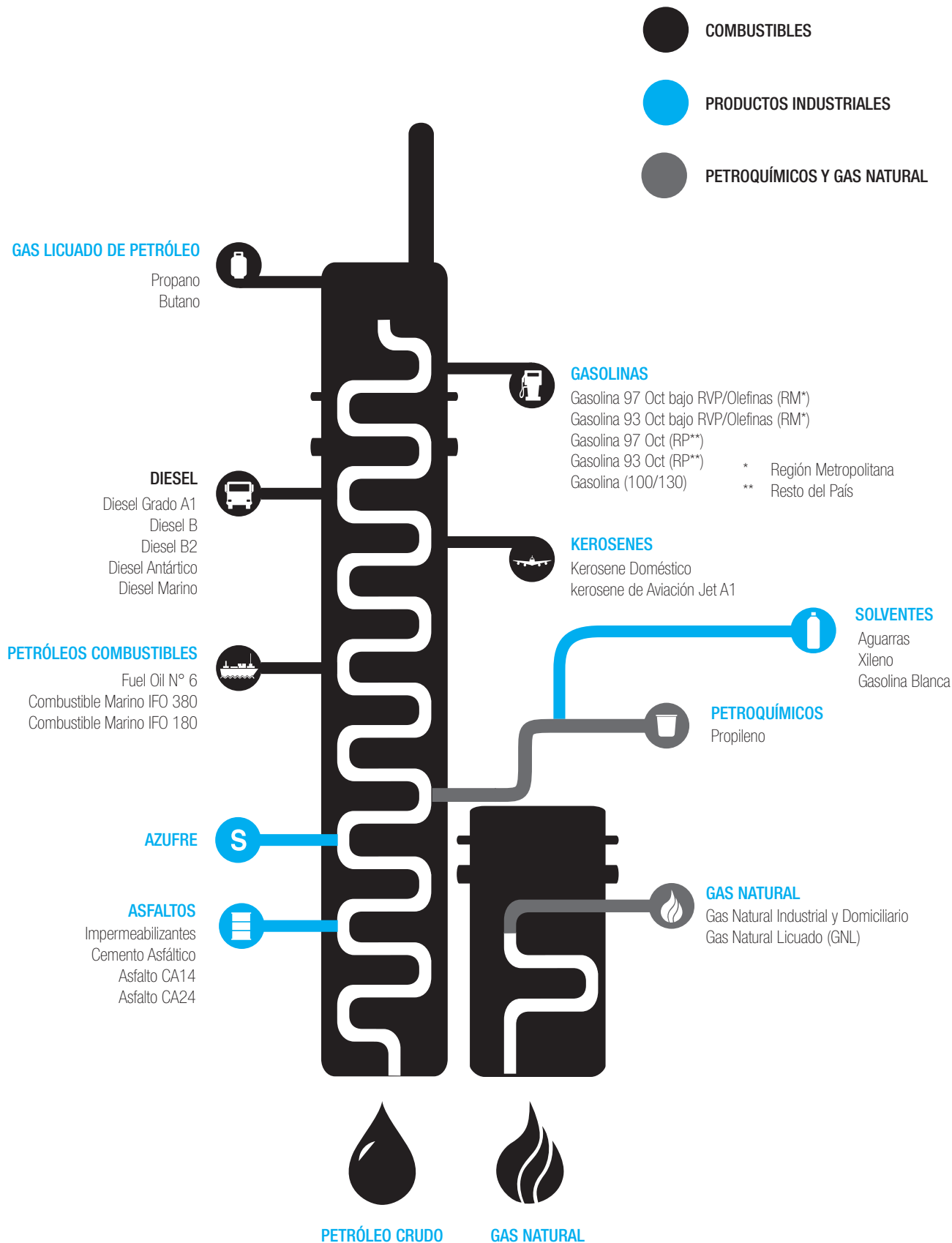
En 2015, la empresa pagó a sus ejecutivos superiores indemnizaciones por años de servicios por un monto de \$ 260.600.553.

## SISTEMA DE RENTA VARIABLE

ENAP cuenta con un Sistema de Renta Variable (SRV) que aplica a sus ejecutivos. Los factores que se toman en cuenta en el modelo para la determinación del incentivo son los resultados de la empresa, el nivel de cumplimiento de las metas individuales y de área, y adicionalmente un factor conductual individual.



# PRODUCTOS ENAP



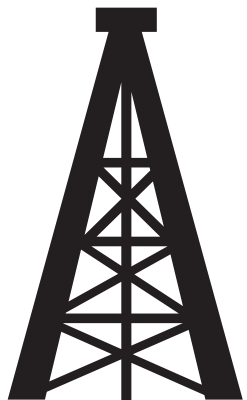
# EL PROCESO DEL PETRÓLEO

---

## 1 EXPLORACIÓN



EQUIPO DE PERFORACIÓN



CAMIONES SÍSMICOS



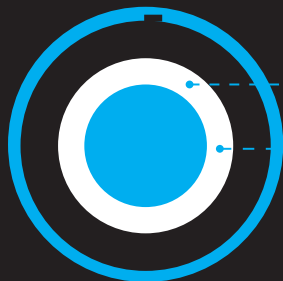
## 2 PRODUCCIÓN



BOMBA DE BALANCÍN

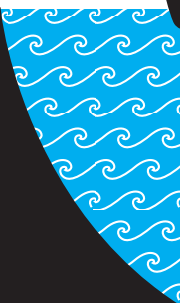


OLEODUCTO



GAS

PETRÓLEO



**3** LOGÍSTICA DE TRANSPORTE



**4** REFINACIÓN



**5** DISTRIBUCIÓN



BUQUES PETROLEROS



DEPÓSITO DE  
PETRÓLEO  
CRUDO

HORNO

TORRE DE  
DESTILACIÓN



# PRESENCIA INTERNACIONAL

---



## ECUADOR

- Bloque MCD y PBHI
- Bloque 3J

## CHILE

- Casa Matriz Santiago
- Refinería Aconcagua
- Refinería Bío Bío
- Plantas Maipú, San Fernando y Linares
- ENAP en Magallanes
- Isla de Pascua, Terminal Vinapu de almacenamiento de combustible.

## EGIPTO

- Bloque East Ras Qattara



## ARGENTINA

- Sipetrol of. en Buenos Aires
- Sipetrol of. en Río Gallegos
- Sipetrol of. en Comodoro Rivadavia
- Cuenca Austral Marina:
  - Bloque Área Magallanes
  - CAM 2-A Sur
  - E2 (ex CAM 1-CAM 3)
- Cuenca Golfo San Jorge:
  - Bloque Campamento Central - Cañadón Perdido
  - Bloque Pampa del Castillo - La Guitarra

## CAPITULO 2

# GESTIÓN DE PERSONAS Y ORGANIZACIÓN





La Gestión de Desarrollo Organizacional ha estado enfocada en reforzar iniciativas y programas vinculados al ciclo de desarrollo de las personas, a través de actividades en el ámbito de la selección, capacitación y desarrollo de los trabajadores y trabajadoras. Estas acciones han sido llevadas a cabo en cada una de las Unidades de Negocio de Chile y el extranjero, con el objetivo de facilitar el cumplimiento de los desafíos del Plan Estratégico al 2025 de ENAP.

### **EL DESAFÍO DE ATRAER TALENTO Y REFORZAR IMAGEN COMO MARCA EMPLEADORA**

#### **Nuevo portal de empleos**

Como parte de las iniciativas para reforzar los canales de reclutamiento y difundir las prácticas laborales en el mercado, se desarrolló un Portal de Empleos en la sección “Trabaja con Nosotros”, en el sitio web de la empresa: [www.enap.cl](http://www.enap.cl).

Este portal de reclutamiento entrega un menú de ofertas laborales diferenciadas por Unidad de Negocio en distintas ciudades del país, donde se publican las búsquedas de cargos vigentes en el mercado. Junto con lo anterior, se presenta la oferta de valor para quienes se integran a trabajar a nuestra empresa y entregamos información a aquellos postulantes interesados en conocer más sobre la experiencia de trabajar en una empresa del estado moderna y con grandes desafíos, a través de videos con testimonios reales de trabajadores de ENAP.

#### **Marca empleadora y ARPEL**

Es importante destacar dos reconocimientos obtenidos durante el período 2015, que reflejan la imagen de ENAP en el mercado, posicionándola como una empresa con buenas prácticas laborales y atractiva para trabajar.

En noviembre ENAP fue distinguida como mejor marca empleadora del sector energético en Chile, premio entregado por [www.trabajando.com](http://www.trabajando.com) a partir de un estudio realizado en Chile, que consideró los atributos de las principales empresas a nivel nacional y las preferencias de los postulantes del mercado laboral.

Otro reconocimiento fue entregado por Asociación Regional de Empresas del sector petróleo, gas y biocombustibles en Latinoamérica y el Caribe (ARPEL) en el marco de la conmemoración de los 50 años de la asociación, en la cual ENAP formó parte de las empresas fundadoras de esta agrupación en 1965, con el propósito de contribuir activamente a la integración

y crecimiento competitivo de la industria y al desarrollo energético sostenible en la región.

En esta oportunidad se realizó una Conferencia Internacional de ARPEL en Uruguay, Punta del Este, que contó con la participación de tres ejecutivos de ENAP como expositores. En forma paralela, se dio continuidad a nuestra participación en el Comité de Gestión de Talento Humano y Gestión del Conocimiento, trabajando en una iniciativa de plan de formación para ejecutivos y sucesores de empresas del sector.

### LA CAPACITACIÓN, UN EJE CLAVE PARA EL DESARROLLO DE LOS TRABAJADORES

Las actividades de capacitación constituyen una herramienta fundamental para potenciar el desarrollo de los trabajadores y asegurar el correcto cumplimiento de los proyectos y objetivos del negocio, al facilitar la adquisición de conocimientos, nuevas tecnologías y entrenamiento en habilidades.

Durante 2015 se realizaron un total de 292.309 horas de capacitación, considerando actividades externas e internas en las Unidades de Negocio en Chile y el extranjero, con un promedio de 73 horas de capacitación por persona, con una cobertura cercana al 90% de la dotación.

### GESTIÓN DE CAPACITACIÓN: PROGRAMAS TRANSVERSALES

#### Diploma en Gestión Empresarial para la Industria Energética

Como una iniciativa orientada a potenciar el talento en ENAP y reforzar sus ejes estratégicos, se realizó durante el año la primera versión del Diplomado en Gestión Empresarial de la Industria Energética en alianza con la Pontificia Universidad Católica de Chile para 50 profesionales de las distintas Unidades de Negocio en Chile. El objetivo fue potenciar a profesionales de los procesos más críticos de la empresa, para entregarles herramientas relacionadas con estrategia y liderazgo, en

| UNIDAD DE NEGOCIO            | NÚMERO DE HORAS<br>TOTALES (SUMA<br>DE ACTIVIDADES<br>DE CAPACITACIÓN<br>INTERNAS Y<br>EXTERNAS) | PROMEDIO DE<br>HORAS POR PERSONA<br>(HORAS TOTALES<br>DE CAPACITACIÓN/<br>DOTACIÓN TOTAL A<br>DICIEMBRE 2015) | ÍNDICE DE<br>CAPACITACIÓN<br>(HORAS<br>CAPACITACIÓN 2015/<br>HORAS TRABAJADAS<br>2015) | COBERTURA<br>CAPACITACIÓN<br>(NÚMERO<br>DE PERSONAS<br>CAPACITADAS/<br>DOTACIÓN TOTAL A<br>DICIEMBRE 2015) |
|------------------------------|--------------------------------------------------------------------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----------------------------------------------------------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| ENAP Magallanes              | 68.643                                                                                           | 52                                                                                                            | 2,55%                                                                                  | 88%                                                                                                        |
| ENAP Santiago                | 12.226                                                                                           | 46                                                                                                            | 2,70%                                                                                  | 88%                                                                                                        |
| Sipetrol Santiago            | 2.879                                                                                            | 36                                                                                                            | 2,00%                                                                                  | 80%                                                                                                        |
| Refinería Bío Bío            | 96.369                                                                                           | 134                                                                                                           | 6,38%                                                                                  | 91%                                                                                                        |
| Refinería<br>Aconcagua y DAO | 86.513                                                                                           | 99                                                                                                            | 5,36%                                                                                  | 84%                                                                                                        |
| Sipetrol Argentina           | 16.103                                                                                           | 63                                                                                                            | 3,32%                                                                                  | 95%                                                                                                        |
| Sipetrol Ecuador             | 9.576                                                                                            | 80                                                                                                            | 4,11%                                                                                  | 98%                                                                                                        |
| <b>TOTAL</b>                 | <b>292.309</b>                                                                                   | <b>73</b>                                                                                                     | <b>3,77%</b>                                                                           | <b>89%</b>                                                                                                 |

el marco de la industria energética. La idea es reforzar la importancia de ser una empresa pública y el rol que ENAP posee en el desarrollo energético de nuestro país.

Junto con la asistencia a 158 horas de clases y la aprobación de las diferentes materias del diplomado, los alumnos trabajaron en equipo para diseñar e implementar un proyecto de innovación factible de ser escalado en diferentes ámbitos del negocio y que generase valor a la empresa. Como resultado de esta actividad, se implementaron proyectos en todas las Líneas de Negocio, generando importantes ahorros y optimizaciones con iniciativas de costo mínimo.

### **Entrenamiento en Seguridad**

Por otro lado, dado que la Seguridad de las Personas y de las Instalaciones es otro pilar fundamental de la estrategia, se realizó la segunda versión del programa de autocuidado SafeStart, para reforzar la cultura de Seguridad en todas las Unidades de Negocio. Se capacitaron un total de 2.049 trabajadores de ENAP y de sus empresas colaboradoras, alcanzando el 40% de la dotación de ENAP.

En este mismo ámbito, se comenzó el Programa Estructural de Seguridad (PES) en forma transversal. En 2015 se formaron los primeros 41 relatores internos pertenecientes a ENAP Magallanes, ENAP Santiago, ENAP Sipetrol, Refinería Bío Bío, Refinería Aconcagua, DAO y ENAP Sipetrol Argentina, quienes se prepararon en los 8 estándares operativos de las Reglas por la Vida, durante una semana completa de clases presenciales, aplicación de casos y metodologías de aprendizaje. Estos relatores internos serán parte importante del PES, ya que serán ellos quienes capacitarán a todos los trabajadores de ENAP en los próximos años.

## **DESARROLLO ORGANIZACIONAL**

### **Gestión del Clima Laboral**

De acuerdo con el objetivo estratégico de convertir a ENAP en un actor clave de la matriz energética de Chile, es una variable crítica contar con trabajadoras y trabajadores satisfechos y comprometidos con la empresa, con su equipo y su propio trabajo. Por ello se comenzó a gestionar de modo sistemático y transversal el Clima Laboral en la empresa, con el propósito de

conocer las percepciones y opiniones de las trabajadoras y trabajadores, respecto de las características de su entorno laboral, que inciden en su satisfacción y su calidad de vida en el trabajo.

En 2015 se aplicó por primera vez una encuesta de Clima Laboral de manera simultánea en todas las Unidades de Negocio en Chile y filiales del extranjero, incorporando a Argentina, Ecuador y Egipto. El estudio consideró también una etapa cualitativa, la que se hizo mediante la realización de 19 grupos focales en las Unidades de Negocio. A nivel global, se registró un 74 % de participación, lo que representa un total de 2.699 trabajadoras y trabajadores de ENAP, tasa de respuesta que permitió garantizar la representatividad de los resultados.

Posteriormente, la Gerencia de Recursos Humanos difundió los resultados en todas las Unidades de Negocio. Para 2016 se definirán planes de acción de clima, transversales para toda ENAP, por Unidades de Negocio y gerencias, dependiendo de los desafíos detectados. Finalmente, para fomentar y registrar los avances, se definió hacer en adelante una evaluación anual del clima.

### **Riesgos psicosociales laborales, Ista-21**

Con el fin de cumplir con la normativa de detección de riesgos psicosociales definida por el Ministerio de Salud, ENAP evaluó en todas las Unidades de Negocio de Chile los factores de riesgo que pudiesen estar afectando sus trabajadores y trabajadoras. En cada Unidad de Negocio se crearon comités para asegurar la difusión y participación en la encuesta y elaborar planes de acción posteriores de acuerdo al diagnóstico y necesidades específicas de cada unidad.

Respecto del proceso, cabe destacar que a través de un mismo cuestionario, Magallanes, Bío Bío, Aconcagua, ENAP Casa Matriz- ENAP Sipetrol y el DAO participaron de la encuesta que determinó condiciones que tienen el potencial de afectar la salud física, psíquica o social de las personas. La tasa de participación general fue de 80,22 % de la dotación. A fines de 2015 se compartieron los resultados con los trabajadores y trabajadoras, y se asumió el compromiso de trabajar en las áreas deficitarias. Durante 2016 se establecerán medidas de mitigación y prevención de estos riesgos.

## Sistema de Gestión del Desempeño: (SGD)

El Sistema de Gestión del Desempeño (SGD) se concibió como una herramienta de mejora del desempeño individual, de los equipos de trabajo y del ambiente laboral, por lo cual el 2015 se reforzó este procedimiento con dos acciones: Primero, se incorporó una instancia de retroalimentación formal de mitad de año, adicional a la conversación de cierre del año. Segundo, se incorporó una instancia de acuerdo formal como parte de la retroalimentación entre jefaturas y evaluados, en los cuales ambos actores se comprometen con acciones concretas a alcanzar mejoras en el desempeño y desplegar el potencial de los trabajadores/as.

Como parte de las acciones para implementar lo anterior, en todas las Unidades de Negocio de Chile se fortaleció el proceso de difusión del sistema, para que los actores involucrados comprendieran a cabalidad su propósito, etapas y rol que les correspondía.

Hubo reuniones de socialización y talleres con formato breve. Producto de esto, se realizaron un total de 112 talleres, en los que participaron un total de 1.736 trabajadores de diferentes áreas. Además, con el fin de apoyar e instalar habilidades de retroalimentación y evaluación del desempeño en las jefaturas, se ejecutaron un total de 54 talleres, en los que participaron un total de 474 jefaturas y ejecutivos con trabajadores bajo su supervisión.

|               | UNIDAD DE NEGOCIO   | TOTAL DE TALLERES | TOTAL TALLERES X HORAS DEL TALLER | TOTAL DE PARTICIPANTES |
|---------------|---------------------|-------------------|-----------------------------------|------------------------|
| Socialización | Bío Bío             | 57                | 57                                | 661                    |
|               | Santiago / Sipetrol | 13                | 13                                | 178                    |
|               | Magallanes          | 15                | 15                                | 180                    |
|               | Aconcagua           | 27                | 41                                | 717                    |
|               | <b>TOTAL</b>        | <b>112</b>        | <b>126</b>                        | <b>1.736</b>           |
|               |                     |                   |                                   |                        |
|               | UNIDAD DE NEGOCIO   | TOTAL DE TALLERES | TOTAL TALLERES X HORAS DEL TALLER | TOTAL DE PARTICIPANTES |
| Capacitación  | Bío Bío             | 8                 | 72                                | 88                     |
|               | Santiago / Sipetrol | 11                | 38                                | 114                    |
|               | Magallanes          | 25                | 100                               | 190                    |
|               | Aconcagua           | 10                | 40                                | 82                     |
|               | <b>TOTAL</b>        | <b>54</b>         | <b>250</b>                        | <b>474</b>             |
|               |                     |                   |                                   |                        |
|               | <b>TOTAL</b>        | <b>166</b>        | <b>376</b>                        | <b>2.210</b>           |

Cabe destacar que como fruto del trabajo realizado, además de las mejoras cualitativas en las evaluaciones y retroalimentaciones, se lograron mejoras cuantitativas respecto de la cobertura de la fase de aplicación de la encuesta de evaluación. En 2015 fue evaluado el

90, 51% de la dotación de las Unidades de Negocio. Dicho número considera las personas que no fueron susceptibles de evaluar, dado que no contaban con antigüedad suficiente en el cargo o bien tuvieron licencias médicas prolongadas.

# DOTACIÓN DE ENAP

## EJECUTIVOS Y TRABAJADORES ENAP

| LÍNEA DE NEGOCIO      | GERENTE   | JEFE DEPTO. / DIRECTOR | PROF. ESPECIALIZADO | TRABAJADOR  | TOTAL       |
|-----------------------|-----------|------------------------|---------------------|-------------|-------------|
| <b>E&amp;P</b>        | <b>14</b> | <b>41</b>              | <b>5</b>            | <b>1429</b> | <b>1489</b> |
| ENAP Santiago         |           |                        |                     | 4           | 4           |
| ENAP Magallanes       | 3         | 6                      | 3                   | 1013        | 1025        |
| ERSA Bío Bío          |           | 1                      |                     |             | 1           |
| Sipetrol              | 8         | 4                      | 2                   | 34          | 48          |
| Sipetrol Argentina    | 1         | 13                     |                     | 242         | 256         |
| Sipetrol Ecuador      | 1         | 9                      |                     | 110         | 120         |
| Sipetrol Egipto       | 1         | 8                      |                     | 31          | 40          |
| <b>R&amp;C</b>        | <b>9</b>  | <b>31</b>              | <b>19</b>           | <b>1513</b> | <b>1572</b> |
| ENAP Santiago         | 5         | 10                     | 5                   | 43          | 63          |
| ERSA Aconcagua        | 3         | 10                     | 6                   | 656         | 675         |
| ERSA DAO              |           |                        | 1                   | 88          | 89          |
| ERSA Bío Bío          | 1         | 9                      | 6                   | 609         | 625         |
| ENAP Magallanes       |           | 2                      | 1                   | 117         | 120         |
| <b>G&amp;E</b>        | <b>4</b>  | <b>3</b>               | <b>2</b>            | <b>8</b>    | <b>17</b>   |
| ENAP Santiago         | 3         | 3                      | 1                   | 8           | 15          |
| ERSA Aconcagua        | 1         |                        | 1                   |             | 2           |
| <b>GERENCIAS ENAP</b> | <b>19</b> | <b>54</b>              | <b>29</b>           | <b>500</b>  | <b>602</b>  |
| ENAP Santiago         | 13        | 34                     | 25                  | 109         | 181         |
| ERSA Aconcagua        | 1         | 5                      | 3                   | 99          | 108         |
| ERSA DAO              |           |                        |                     | 12          | 12          |
| ERSA Bío Bío          | 1         | 4                      | 1                   | 88          | 94          |
| ENAP Magallanes       | 1         | 7                      |                     | 175         | 183         |
| Sipetrol              | 3         | 4                      |                     | 17          | 24          |
| <b>TOTAL</b>          | <b>46</b> | <b>129</b>             | <b>55</b>           | <b>3455</b> | <b>3685</b> |

## DISTRIBUCIÓN POR UNIDAD DE NEGOCIO

|                    | GERENTE   | JEFE DPTO./ DIRECTOR | PROF. ESPECIALIZADO | TRABAJADOR  | TOTAL       |
|--------------------|-----------|----------------------|---------------------|-------------|-------------|
| ENAP Santiago      | 21        | 47                   | 31                  | 164         | 263         |
| ENAP Magallanes    | 4         | 15                   | 4                   | 1305        | 1328        |
| ERSA Aconcagua     | 5         | 15                   | 10                  | 755         | 785         |
| ERSA DAO           |           |                      | 1                   | 100         | 101         |
| ERSA Bío Bío       | 2         | 14                   | 7                   | 697         | 720         |
| Sipetrol           | 11        | 8                    | 2                   | 51          | 72          |
| Sipetrol Argentina | 1         | 13                   |                     | 242         | 256         |
| Sipetrol Ecuador   | 1         | 9                    |                     | 110         | 120         |
| Sipetrol Egipto    | 1         | 8                    |                     | 31          | 40          |
| <b>TOTAL ENAP</b>  | <b>46</b> | <b>129</b>           | <b>55</b>           | <b>3455</b> | <b>3685</b> |

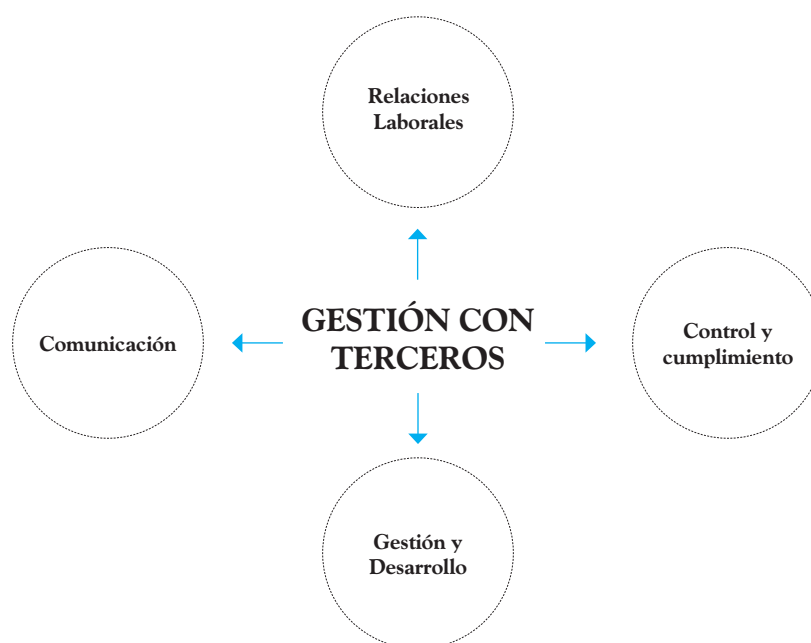
Nota: La información presentada incluye a los trabajadores transitorios de ENAP Magallanes.



## DIRECCIÓN DE GESTIÓN CON TERCEROS

---

El objetivo de la Dirección de Gestión con Terceros es monitorear, supervisar e influir en la gestión integral de Terceros, contribuyendo a crear relaciones laborales equilibradas en torno al cumplimiento de los objetivos estratégicos de ENAP.



## PROGRAMA “QUEREMOS CONOCERTE”

El programa “Queremos Conocer” es una plataforma computacional de gestión social, que funciona como herramienta de apoyo para las empresas colaboradoras, la que permite orientar a los trabajadores contratistas en torno a los beneficios que proporcionan la red de servicios públicos.

La sistematización de los contenidos de las encuestas aplicadas tiene como resultado un informe socioeconómico por Unidad de Negocio, junto a un reporte individual para cada trabajador.

La cobertura del programa registró un total de 1.255 encuestas correspondientes a trabajadores del sector subcontratista, según el siguiente detalle:

|                      |                           |
|----------------------|---------------------------|
| Refinería Aconcagua: | 620 personas encuestadas. |
| Refinería Bío Bío:   | 605 personas encuestadas. |
| Casa Matriz:         | 30 personas encuestadas.  |

Para el segundo semestre de 2016, este programa se desarrollará en ENAP Magallanes y en las plantas y estaciones de la Dirección de Almacenamiento y Oleoducto (DAO).

## ESTUDIO DE CLIMA LABORAL

Con el objeto de implementar un diagnóstico organizacional para las empresas colaboradoras de ENAP, se efectuó el primer estudio de clima laboral a terceros, en el que 2.142 trabajadores contratistas contestaron la encuesta.

### Detalle:

| UNIDAD DE NEGOCIO   | ENCUESTADOS(AS) | TOTAL VÁLIDOS |
|---------------------|-----------------|---------------|
| Refinería Aconcagua | 762             | 727           |
| Refinería Bío Bío   | 570             | 550           |
| ENAP Magallanes     | 754             | 708           |
| Casa Matriz         | 56              | 52            |

Una vez que la consultora responsable entregó los resultados, se programó el plan de difusión a los públicos de interés respectivos.

## CERTIFICACIÓN DE COMPETENCIAS

En noviembre de 2015, se desarrolló la ceremonia de la primera generación de colaboradores que aprobaron el proceso de Certificación de Competencias. Un total de 19 colaboradores de Refinería Bío Bío, acompañados de sus respectivas familias, recibieron el certificado en el oficio de Mantenedor Eléctrico, luego de ser evaluados por la certificadora Asimet.

Esta iniciativa, impulsada por el área de capacitación de la Dirección de Desarrollo Organizacional de la gerencia de Recursos Humanos de Refinería Bío Bío, en colaboración por la Dirección de Relaciones Laborales, fue el resultado de la coordinación entre ENAP, SENCE, la OTIC de la Cámara Chilena de la Construcción y el programa de gobierno ChileValora.

Cabe destacar que se concreta y formaliza un convenio con la Universidad Técnica Federico Santa María para la certificación de 309 trabajadores contratistas de Refinería Aconcagua, en diez perfiles del sector Petróleo y Gas, y dos perfiles generales en el caso de Refinería Bío Bío. La proyección es dirigida para 100 trabajadores, sobre la base de nueve perfiles del sector Petroquímico.

## JORNADAS TRIMESTRALES

La planificación anual de Gestión de Terceros incluyó la ejecución de tres jornadas internas para el año 2015, con el fin de reflexionar sobre el plan de trabajo y los desafíos del área de ENAP, que aborda los aspectos relacionados con la subcontratación, tanto a nivel corporativo como en las respectivas filiales.

Cada programa aplicó metodologías que generen retroalimentación por parte de quienes asisten. De esta manera, el equipo de Gestión con Terceros, junto los integrantes de Relaciones Laborales de Aconcagua, Bío Bío y Magallanes, participaron de los encuentros realizados en marzo, en Posesión y Punta Arenas; julio, en el CICE en Concón; noviembre, en las dependencias



del Sindicato ENAP- Petrox y Refinería Bío Bío. Es relevante mencionar que en cada jornada participaron los respectivos gerentes de Recursos Humanos.

### **MESA DE GESTIÓN SOCIAL**

Una vez al mes, a partir de junio de 2015, sesionó la Mesa de Gestión Social, encabezada por la Dirección de Relaciones Laborales Refinería Bío Bío, en la que participan instituciones públicas de dicha zona, municipios de las comunas donde mayoritariamente habitan los trabajadores contratistas de esa Unidad de Negocio y la Red Pacto Global Concepción, todo ello con el objeto de coordinar acciones de apoyo social que beneficien a colaboradores de ENAP.

### **PRIMERA FERIA INFORMATIVA DE GESTIÓN SOCIAL A TERCEROS**

En el Patio de Contratistas de Refinería Bío Bío se llevó a cabo la primera Feria Informativa de Gestión Social a Terceros, instancia en la que participaron 15 servicios públicos coordinados mediante el programa “Tu Gobierno en Terreno”, junto a los municipios de Hualpén, Talcahuano, San Pedro de la Paz y Concepción, facilitando el acceso directo, por parte de los trabajadores subcontratados, sobre información de la red de prestaciones públicas.

### **CELEBRACIÓN DE FIESTAS DE FIN DE AÑO**

La refinerías Aconcagua y Bío Bío realizaron una fiesta de celebración, con motivo de las fiestas de fin de año, dirigida a los trabajadores colaboradores y sus familias. Para quienes prestan servicios en Casa Matriz se efectuó un cóctel que incluyó un presente.

En el caso de Magallanes se realizó un desayuno para los trabajadores externos que se desempeñan en las dependencias de ENAP en Punta Arenas, y por primera vez se visitaron las plantas del DAO de Maipú, San Fernando y Linares, donde se saludó a cada uno de los trabajadores contratistas, junto con la entrega de un obsequio.

### **REUNIONES PERIÓDICAS DIRIGENTES SINDICALES**

En el marco del fortalecimiento del diálogo social y el trabajo colaborativo, Gestión con Terceros y las Direcciones de Relaciones Laborales se reúnen permanentemente con los dirigentes sindicales. El cronograma de sesiones se agenda anualmente, no obstante, existe la flexibilidad de reunirse extraordinariamente.

### **CURSO SOBRE PROCESO DE NEGOCIACIÓN COLECTIVA**

Durante el primer semestre se convocó a dirigentes de la Federación de Sindicatos de Empresas de Servicios (FESES) para que participaran en el curso llamado Proceso de Negociación Colectiva, que se llevó a cabo en las dependencias del Sindicato ENAP- Petrox en Concepción.

### **JORNADAS LABORALES DE EMPRESAS CONTRATISTAS EN ENAP MAGALLANES**

Evaluar que las jornadas laborales aplicadas cumplen con la normativa vigente fue el propósito del levantamiento de una evaluación a terceros de ENAP Magallanes, a través del que se revisaron 114 esquemas de jornadas de trabajo aplicados por 40 empresas contratistas, que involucran a 1.187 trabajadores colaboradores.

## ENCUENTROS MENSUALES CON EMPRESAS COLABORADORAS

A partir de agosto, la Dirección de Relaciones Laborales de la Refinería de Bío Bío se reúne mensualmente con las empresas colaboradoras, para trabajar en torno a la planificación anual, evaluar el estado de avance de las acciones conjuntas y proponer mejoras en los proyectos en ejecución.

## CAPACITACIÓN

La Federación de Trabajadores Contratistas (FETRACON), organización sindical superior que representa a los sindicatos base de los trabajadores colaboradores de Refinería Aconcagua, con el apoyo de la Dirección de Relaciones Laborales de ERA, coordinaron las gestiones para que se impartieran los cursos de Maestro Cañonero sector Petroquímico; Maestro Mecánico Estanques sector Petroquímico; Maestro Trazador de Aislación y Montaje sector Petroquímico; Maestro Pipefiter, sector Petroquímico; y Maestro Albañil a cargo del Instituto de Capacitación Laboral de la Asociación de Empresas de la V Región (ASIVA).

Los recursos fueron obtenidos tras la postulación al programa de Becas Laborales otorgadas por el Servicio Nacional de Capacitación y Empleo (SENCE) por la FETRACON, recursos que una vez adjudicados fueron traspasados a la OTIC de la Cámara Chilena de la Construcción.

La ceremonia de certificación benefició a 76 personas, principalmente trabajadores colaboradores y un porcentaje menor de integrantes de la comunidad.

En el caso de la Refinería Bío Bío, tras la postulación a las becas disponibles en el SENCE, se capacitaron un total de 12 trabajadores contratistas de Refinería Bío Bío en el oficio de Maestro Pipefiter, cursos dictados por la Universidad Santo Tomás.

## INFORMES DE CONFLICTIVIDAD

Las Direcciones de Relaciones Laborales envían periódicamente un informe de conflictividad, que describe los acontecimientos ocurridos con respecto a eventuales y/o potenciales conflictos en la línea

de subcontratación. El análisis de dicho reporte complementa las acciones necesarias para resguardar la continuidad operacional de la empresa.

Asimismo, la relación permanente con las direcciones de relaciones laborales y las visitas a terreno representan una herramienta para asesorar oportunamente. Un ejemplo de aquello fue el Paro de Planta de Refinería Bío Bío, instancia en que se propusieron estrategias de relacionamiento y diseño contractual en el ámbito laboral.

## MESA DE TRABAJO GESTIÓN TERCEROS R&C

La Dirección de Gestión de Terceros ha planteado coordinar con las gerencias relacionadas a los procesos de Aprovisionamiento una Mesa de Trabajo de Terceros, para asesorar a la organización en políticas, procedimientos y estructuras que integren los aspectos técnicos, comerciales, legales, laborales y de seguridad relacionados con la cadena de suministro.

Considerando el historial en materia de subcontratación de la empresa, se convoca inicialmente a la Línea de Negocio de R&C con sus respectivas gerencias transversales relacionadas (Aprovisionamiento, Legal y Recursos Humanos), sumando la gerencia Corporativa de Salud y Seguridad, en sus referentes locales.

Los acuerdos de esta instancia se tradujeron en la elaboración de un Reglamento de Empresas Contratistas, incluyendo su nivel de aplicación, junto a un modelo de Anexo Laboral, que se aplica en refinerías Aconcagua y Bío Bío.

## ACUERDOS MARCOS FENATRASUB-FESSES

El Acuerdo Marco firmado en 2010 entre ENAP y la Federación Nacional de Trabajadores Subcontratados (FENATRASUB), define los incentivos asociados a la continuidad laboral, seguridad y salud ocupacional, que fue modificado con respecto al Bono de Accidentabilidad y Cumplimiento (BAC) en septiembre de 2014.

En ese ámbito, durante el 2015, se desarrollaron encuentros con los dirigentes de la Federación de Sindicatos de Empresas de Servicios de Refinería Bío Bío (FESES), en la oficina de la Dirección del Trabajo,

para incluir cambios en torno al BAC, cuya propuesta será sancionada a través de la firma de un documento denominado Acuerdo para el Diálogo Social.

## **RELACIÓN CON ORGANIZACIONES EXTERNAS AFINES**

Junto a la participación en las comisiones y seminarios organizadas por la Red Pacto Global Chile en temáticas de interés para el área responsable de abordar a los colaboradores de ENAP, los comités y encuentros convocados por ACCIÓN RSE en esa misma línea, e instancias de participación lideradas por organismo públicos del ámbito del trabajo, Gestión con Terceros dio a conocer su modelo de gestión y avances a empresas socias de Pacto Global, además del diseño de proyectos sociales dirigidos a trabajadores contratistas a la Gobernadora Provincial de Concepción, y difundió la visita en terreno a los cursos del programa de Becas Laborales, en que asisten colaboradores, con el director del SENCE de la Región de Valparaíso.

## **SEMINARIO INTERNACIONAL “DIALOGO SOCIAL Y RELACIONES LABORALES CON CONTRATISTAS EN LA INDUSTRIA ENERGÉTICA”**

En diciembre de 2015 se realizó el seminario internacional “Diálogo Social y Relaciones Laborales con Contratistas en la Industria Energética”, organizado por la Dirección de Gestión con Terceros de la Gerencia de Recursos Humanos ENAP, la Organización Internacional del Trabajo (OIT) y el Ministerio del Trabajo y Previsión Social.

Con el objeto de fortalecer un sistema de Diálogo Social con empresas y trabajadores contratistas, se llevó a cabo esta jornada de reflexión y análisis sobre temas relevantes vinculados a la subcontratación, cuyas exposiciones estuvieron a cargo de relatores nacionales e internacionales de la OIT, gobierno, ENAP, asociaciones gremiales, representantes de otras empresas, académicos y dirigentes sindicales de la CUT, FENATRAPECH, FETRACON y la USO (Colombia).

## **MEMORÁNDUM DE ENTENDIMIENTO ENAP - OIT**

ENAP y la Oficina de Países de la Organización Internacional del Trabajo (OIT) para el Cono Sur de

América Latina, suscribieron en diciembre de 2015 un Memorándum de Entendimiento, que establece relaciones de cooperación e información para el desarrollo y ejecución de acciones que propendan a la elaboración y difusión de instrumentos relacionados con el trabajo decente e implementación del “Acuerdo de Diálogo Social”.

Para la coordinación general e implementación de las acciones conjuntas a realizar en el marco de la firma de dicho documento, existirá un comité técnico integrado por ambas partes que sesionará una vez al mes.

## **INFORME BENCH**

Los resultados de la encuesta de modelos de Gestión de Terceros contienen los datos proporcionados por 12 empresas mandantes del país que participaron en el levantamiento. De esta forma, el Informe Bench logró analizar el contexto en que abordan el área de colaboradores, desatacando prácticas organizacionales que puedan aportar a las mejoras de las condiciones laborales del sector subcontratado.

## **CERTIFICACIÓN DE OBLIGACIONES**

Se traspasó la administración técnica del contrato de la certificadora laboral desde la Gerencia de Aprovisionamiento. Con los antecedentes entregados en relación a los cumplimientos laborales de las empresas contratistas, se elabora un reporte mensual para cada Unidad de Negocio.

## **AUDITORÍAS LABORALES**

Se aplicaron un total de 41 auditorías preventivas en contratos vigentes de empresas colaboradoras de Aconcagua, Bío Bío y Magallanes. La información obtenida y el seguimiento de los aspectos a mejorar contribuyen a prevenir incumplimientos laborales que deriven en conflictos, y que por ende afecten la continuidad operacional.

## **PLATAFORMA DE CONTROL LABORAL CONTRATISTAS**

Durante el segundo semestre de 2015, se inició la etapa de desarrollo de la Plataforma de Control Laboral de Contratistas, herramienta de uso interno que permitirá gestionar los indicadores laborales de las empresas colaboradoras, mediante la emisión de reportes periódicos con dichos resultados.

## CAPITULO 3

# ENTORNO DEL NEGOCIO





## ENTORNO DEL NEGOCIO

### MERCADO INTERNACIONAL DEL PETRÓLEO

---

#### PRECIO DEL PETRÓLEO CRUDO

Durante 2015, el precio del petróleo crudo marcador mundial Brent registró un promedio de 53,6 dólares por barril (US\$/bbl) en la Bolsa Intercontinental de Londres, menor en 46,1% con respecto al promedio de 2014 (99,4 US\$/bbl).

Este gran descenso en el precio se explica principalmente por una situación de sobreoferta en el mercado mundial, que comenzó en el primer semestre de 2014 y que se

intensificó en el segundo semestre de 2014 y a lo largo de 2015.

De acuerdo a estimaciones preliminares del Departamento de Energía de Estados Unidos (*Short Term Energy Outlook, Enero 2016*) el consumo mundial de petróleo alcanzó los 93,8 millones de barriles por día (MM bpd) en 2015, mientras que la oferta mundial fue 95,7 MM bpd, generándose en consecuencia una gran acumulación de inventarios, a nivel mundial, de 1,9 MM bpd.

### MERCADO MUNDIAL DE PETRÓLEO 2015-2014 (CIFRAS EN MILLONES DE BARRILES DIARIOS)

|                              | 2015        | 2014        | VARIACIÓN  |
|------------------------------|-------------|-------------|------------|
| <b>DEMANDA</b>               | <b>93,8</b> | <b>92,4</b> | <b>1,4</b> |
| OECD                         | 46,3        | 45,7        | 0,6        |
| No- OECD                     | 47,5        | 46,7        | 0,8        |
| <b>OFERTA</b>                | <b>95,7</b> | <b>93,3</b> | <b>2,4</b> |
| Norteamérica                 | 22,1        | 21,2        | 0,9        |
| Resto No- OPEP               | 35,3        | 34,8        | 0,5        |
| LGN y Condensados OPEP       | 6,7         | 6,5         | 0,2        |
| Crudo OPEP                   | 31,6        | 30,8        | 0,8        |
| <b>VARIACIÓN INVENTARIOS</b> | <b>1,9</b>  | <b>0,9</b>  |            |

Fuente: Departamento de Energía, Estados Unidos, "Short Term Energy Outlook January 2015".

Durante 2014, en cambio, la situación de sobreoferta fue mucho menos acentuada, con una acumulación de inventarios de 900.000 bpd en dicho período.

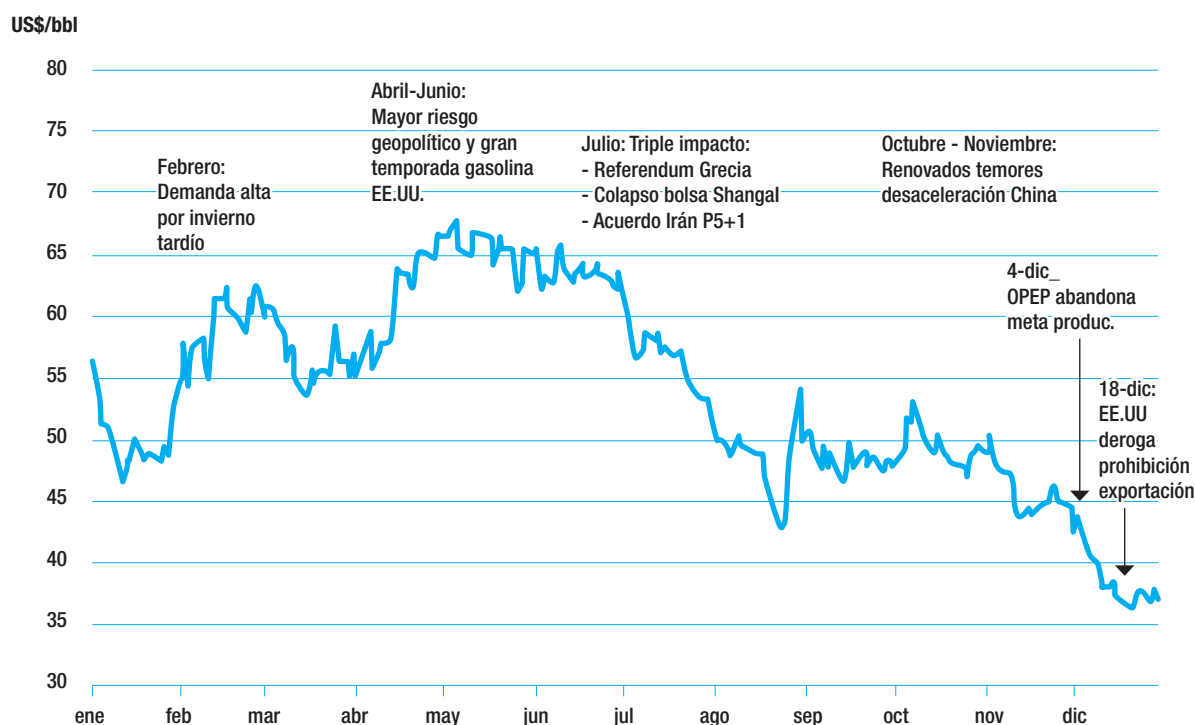
La comparación 2015/2014 muestra que hubo un notable crecimiento del consumo (1,4 MM bpd) pero que fue superado con creces por el crecimiento de la oferta (2,4 MM bpd), destacando en este último el aumento de 0,9 MM bpd de la oferta en Norteamérica y el aumento de 1 MM bpd de la producción total de petróleo de la OPEP (petróleo crudo más condensados y más líquidos del gas natural, LGN).

Durante 2015, la OPEP continuó con su política de alta producción, excediendo en 1,6 MM bpd su "meta de producción conjunta" de petróleo crudo de 30 MM bpd,

límite puramente indicativo y que el grupo abandonó formalmente en su reunión de diciembre de 2015. Por su parte, en Estados Unidos la producción de petróleo crudo alcanzó nuevos records históricos -9,6 MM bpd en junio- si bien comenzó a declinar posteriormente, cerrando el año a 9,2 MM bpd. Con todo, la oferta total de petróleo de Estados Unidos (petróleo crudo más condensados más LGN más biocombustibles y otros) fue 15,0 MM bpd en 2015, esto es, 0,9 MM bpd mayor que en 2014.

El precio del Brent subió de 55,2 US\$/bbl en el primer trimestre de 2015, a 63,5 US\$/bbl en el segundo trimestre impulsado por un contraestacional aumento de la demanda y por mayores riesgos geopolíticos en Libia, Siria, Irak y Yemen.

## PRECIO DIARIO CRUDO BRENT ICE 2015



Sin embargo, en julio la tendencia cambió de alza a descenso, por el triple impacto de un referéndum griego rechazando los términos para un rescate financiero de sus socios europeos, seguido por el colapso de la bolsa de valores de Shanghai, y por el acuerdo sobre el programa nuclear de Irán, que permitiría la normalización gradual de las exportaciones de crudo de la República Islámica. En agosto y septiembre, el precio del Brent continuó la caída iniciada en julio, promediando 51,2 US\$/bbl en el tercer trimestre.

En octubre y noviembre, el precio continuó en descenso debido a renovados temores de una brusca desaceleración de la economía china, con una alta producción de la OPEP y con la producción de Estados

Unidos sosteniéndose en 9,1-9,2 MM bpd, lo que continuó incrementando la acumulación de inventarios.

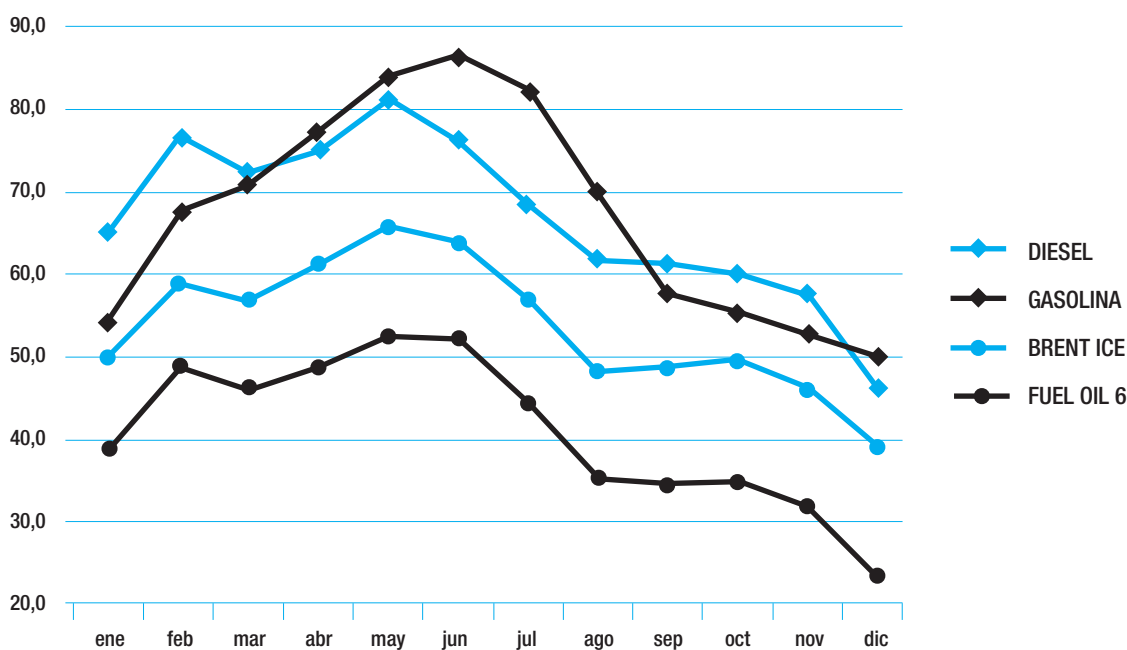
Pero la caída del precio se intensificó a comienzos de diciembre, cuando en su reunión interministerial ordinaria la OPEP abandonó su “meta de producción conjunta” debido a la imposibilidad de acordar reducciones en la producción de los distintos exportadores, para hacer lugar al retorno al mercado de 0,5-1,0 MM bpd de exportaciones de Irán, al preverse ya para el primer trimestre de 2016 el fin de las sanciones que las afectan. La desaparición de esta precaria ancla para las expectativas del mercado tuvo un impacto devastador en el precio, bajando en unos pocos días de 44 a 37 US\$/bbl, al percibirse como un quiebre total de la cohesión de la OPEP. Así, en el último trimestre del año, el precio promedió 44,7 US\$/bbl.

## PRECIO DE LOS PRODUCTOS EN LA COSTA DEL GOLFO

En el mercado internacional de la Costa estadounidense del Golfo de México (Costa del Golfo, en adelante), los precios de los distintos combustibles disminuyeron en 2015 en relación a 2014, siguiendo a grandes rasgos

la caída del precio del crudo Brent, pero en montos menores en general, lo que se tradujo en márgenes de refinación más altos.

**PRECIOS INTERNACIONALES 2015**  
(US\$/bbl)



El precio de la gasolina promedió 67,5 US\$/bbl en 2015, bajando así en 37 % con respecto a 2014. El precio de la gasolina cayó así considerablemente menos que el precio del crudo, debido a la sostenida recuperación de la economía de Estados Unidos - el mayor consumidor mundial de este producto- y a la creación de demanda que la misma baja del precio generó.

En el caso del precio del diesel, el promedio de 2015 fue 66,7 US\$/bbl, esto es 41,7 % menor al promedio de 2014. Aunque en menor grado que en el caso de

la gasolina, en el caso del diesel también el impacto negativo de la baja del precio del crudo fue compensado parcialmente por creación de demanda.

Por su parte, el precio del fuel oil N° 6 registró un promedio de 40,7 US\$/bbl durante 2015, con una baja de 50,8 % respecto de 2014. El precio del fuel oil N° 6 bajó así proporcionalmente más que el petróleo crudo, debido a una mayor oferta en Estados Unidos, por los altos niveles de refinación, y a menores exportaciones al mercado del Asia.



## MERCADO NACIONAL

---

Durante 2015, el consumo nacional de productos refinados del petróleo alcanzó los 19,06 millones de metros cúbicos, equivalentes a 328. 504 barriles por día (bpd) , aumentando un 4,9% en relación al año anterior.

El aumento del consumo se explica por el impacto de mayores precios al usuario final y por una desaceleración de la actividad económica. Así, de acuerdo a estimaciones preliminares de la Organización para la Cooperación y el Desarrollo (OECD) , el PIB de Chile se expandió en 1,9% en 2015, contrastando con el crecimiento de 4,1% en 2014. De particular importancia parece haber sido una menor producción

del sector minería del cobre, un gran demandante de combustibles derivados del petróleo, de acuerdo a estimaciones preliminares del Consejo Minero.

Al analizar la variación del consumo por producto en relación a 2014, se aprecian comportamientos muy disímiles, destacándose las disminuciones del consumo de petróleo combustible y productos industriales, contrastando con el aumento del consumo de Gas Licuado de Petróleo (GLP) , gasolina vehicular, kerosene y diesel.

El consumo total de diesel aumentó un 6,1%, a 9,62 millones de metros cúbicos (165. 710 bpd) ,

manteniendo su condición de producto de mayor consumo entre los combustibles derivados del petróleo.

El consumo nacional de gasolina vehicular fue el segundo mayor en volumen, con 4,32 millones de metros cúbicos (74.439 bpd), creciendo 6,9% en relación al nivel de 2014. Debido a una alta elasticidad-ingreso de la demanda por gasolina, el efecto del crecimiento del ingreso de los consumidores asociado al mayor PIB, superó el impacto negativo sobre la demanda del aumento de 4,8% del precio real de este combustible.

El Gas Licuado de Petróleo (GLP) se constituyó en el tercer producto más importante en cuanto a consumo, con 2,35 millones de metros cúbicos (40.409 bpd), registrando un aumento de 5,2% respecto del año anterior. En este caso, el menor consumo se explica por un aumento del precio real de 0,8% y por pérdidas de mercado al gas natural.

El consumo de kerosene aumentó un 4,9%, a 1,38 millones de metros cúbicos (23.703 bpd). Dentro del total, el kerosene de aviación, que representa un 91% del consumo, aumentó marginalmente en 6,2%, mientras que el kerosene de uso doméstico cayó un 6,5%, afectado por un aumento de 8,4% de su precio real.

El consumo de fuel oil disminuyó 6,5% y alcanzó 1 millón de metros cúbicos (17.238 bpd). El consumo de fuel oil en usos industriales cayó en 12,3% (91.000 m³), mientras que las ventas de fuel oil como combustible marino en los puertos del país aumentaron en 6,6% (21.684 m³).

Finalmente, el consumo de productos industriales -solventes, olefinas (materias primas básicas para la industria petroquímica) y productos asfálticos-, totalizó 0,41 millones de metros cúbicos (7.006 bpd), con una disminución de 10,3% respecto de 2014.

## CONSUMO NACIONAL

| Consumo Nacional               | 2015 (Mm³)    | 2014(Mm³)     | Variación 2015/2014 |
|--------------------------------|---------------|---------------|---------------------|
| Gas licuado de petróleo        | 2.345         | 2.229         | 5,2%                |
| Gasolina vehicular             | 4.320         | 4.039         | 7,0%                |
| Kerosene                       | 1.375         | 1.311         | 4,9%                |
| Diesel                         | 9.616         | 9.062         | 6,1%                |
| Fuel Oil                       | 1.000         | 1.070         | -6,5%               |
| Productos industriales y otros | 407           | 453           | -10,3%              |
| <b>TOTAL</b>                   | <b>19.063</b> | <b>18.164</b> | <b>4,9%</b>         |

## VENTAS

Las ventas totales llegaron a 11,73 millones de m<sup>3</sup> (202.211 bpd), levemente superiores al año anterior. Este aumento se explica principalmente por el mayor nivel de ventas de exportación, que aumentó de 0,28 millones de m<sup>3</sup> en 2014 a 0,45 millones de m<sup>3</sup> en 2015, vale decir, un aumento de 60% y, por el mayor nivel de ventas al mercado nacional, que aumentó de 11,13 millones de m<sup>3</sup> en 2014 a 11,28 millones de m<sup>3</sup> en 2015.

Los productos con mayor participación en las ventas de ENAP correspondieron a gasolina y diésel, ambos con una incidencia del 37%, respectivamente.

Del volumen de venta total, 10,17 millones de m<sup>3</sup> (175.172 bpd) correspondieron a producción propia,

lo que representa el 86,6% del total vendido. El 13,4% restante, 1,57 millones de m<sup>3</sup> (27.040 bpd), fue abastecido principalmente con importaciones y también, en menor cuantía, con compras a terceros nacionales.

## VENTAS AL MERCADO NACIONAL

Las ventas al mercado nacional fueron de 11,28 millones de m<sup>3</sup> (194.400 bpd), con una participación de mercado de 59,2%, dos puntos porcentuales menos que en 2014.

En la menor participación de mercado incidió la baja en las ventas de GLP (-34.000 m<sup>3</sup>), debido, en parte, a una menor disponibilidad para la venta de butano de las refinerías, al destinarse parte de la producción a carga en la Planta de Alquilación de Refinería Aconcagua. Esto ocasionó una baja de la participación en el mercado

## VENTAS Y PARTICIPACIÓN DE MERCADO DE ENAP EN 2015 (CIFRAS EN MM<sup>3</sup>)

| PRODUCTOS                    | CONSUMO NACIONAL        |                         | VENTAS NACIONALES ENAP  |                         | PARTICIPACIÓN EN MERCADO NACIONAL |              |
|------------------------------|-------------------------|-------------------------|-------------------------|-------------------------|-----------------------------------|--------------|
|                              | 2015<br>Mm <sup>3</sup> | 2014<br>Mm <sup>3</sup> | 2015<br>Mm <sup>3</sup> | 2014<br>Mm <sup>3</sup> | 2015                              | 2014         |
| GLP                          | 2.345                   | 2.229                   | 365                     | 399                     | 15,5%                             | 17,9%        |
| Gasolina                     | 4.320                   | 4.039                   | 4.376                   | 4.076                   | 100,0%                            | 100,0%       |
| Kerosene                     | 1.375                   | 1.311                   | 927                     | 915                     | 67,4%                             | 69,8%        |
| Diesel                       | 9.616                   | 9.062                   | 4.305                   | 4.295                   | 44,8%                             | 47,4%        |
| Fuel Oil                     | 1.000                   | 1.070                   | 1.020                   | 1.149                   | 100,0%                            | 100,0%       |
| Productos Industriales/Otros | 407                     | 453                     | 288                     | 293                     | 70,8%                             | 64,6%        |
| <b>TOTAL</b>                 | <b>19.063</b>           | <b>18.164</b>           | <b>11.281</b>           | <b>11.127</b>           | <b>59,2%</b>                      | <b>61,3%</b> |

nacional de GLP, de 17,9% en 2014 a 15,5% en 2015. No obstante, gracias a la producción de dicha Planta de Alquilación, ENAP aumentó su participación de mercado en la gasolina, de mucho mayor valor que el GLP.

Entre las ventas nacionales, el producto más vendido fue la gasolina vehicular, con 4,38 millones de m<sup>3</sup> (75.518 bpd), manteniendo la participación de mercado del 100% lograda el 2014.

La participación de mercado de ENAP puede exceder de 100% debido a que el exceso sobre el consumo nacional puede explicarse por un aumento en los inventarios de los distribuidores.

El segundo producto con mayor venta fue el diésel, con 4,31 millones de m<sup>3</sup> (74.180 bpd) y una participación de mercado de 44,8%.

En orden de magnitud de las ventas, los volúmenes siguientes corresponden al petróleo combustible, con 1,02 millones de m<sup>3</sup> (17.578 bpd) y una participación de mercado de 100%; el kerosene, con 0,93 millones de m<sup>3</sup> (15.983 bpd) y una participación de mercado de 67,4%; el GLP, con 0,37 millones de m<sup>3</sup> (6.283 bpd) y una participación de mercado de 15,5%. Finalmente, los productos industriales, con 0,29 millones de m<sup>3</sup> (4.963 bpd) y una participación de mercado de 70,8%.

## EXPORTACIONES

Las exportaciones de ENAP llegaron a 0,45 millones de m<sup>3</sup> de productos derivados del petróleo, lo que equivale al 3,95% de la producción total de sus refinerías.

| EXPORTACIONES ENAP      |                         | VENTA DE IMPORTACIONES ENAP |                         | VARIACIONES 2015/2014 |                     |
|-------------------------|-------------------------|-----------------------------|-------------------------|-----------------------|---------------------|
| 2015<br>Mm <sup>3</sup> | 2014<br>Mm <sup>3</sup> | 2015<br>Mm <sup>3</sup>     | 2014<br>Mm <sup>3</sup> | Consumo<br>Nacional   | Ventas Nac.<br>ENAP |
| 68                      | 46                      | 0                           | 0                       | 5,2%                  | -8,5%               |
| 0                       | 0                       | 673                         | 605                     | 7,0%                  | 7,4%                |
| 0                       | 0                       | 65                          | 0                       | 4,9%                  | 1,3%                |
| 0                       | 24                      | 801                         | 606                     | 6,1%                  | 0,2%                |
| 273                     | 91                      | -0                          | 1                       | -6,5%                 | -11,2%              |
| 112                     | 122                     | 0                           | 0                       | -10,3%                | -1,7%               |
| <b>453</b>              | <b>283</b>              | <b>1.540</b>                | <b>1.212</b>            | <b>4,9%</b>           | <b>1,4%</b>         |

# CAPITULO 4

## GESTIÓN CORPORATIVA



# SEGURIDAD, MEDIOAMBIENTE Y COMUNIDADES

---



## HITOS EN SEGURIDAD

Manteniendo el compromiso permanente con la seguridad, en 2015 ENAP desarrolló una intensa campaña de fortalecimiento de la Cultura de Seguridad en todas sus operaciones, tanto para su personal propio como para el de sus empresas colaboradoras. Esto implicó comenzar nuevas iniciativas y dar continuidad a otras que se iniciaron en 2014 para su fortalecimiento y transversalidad, en el marco de la estrategia HSE definida y validada por su Directorio, para dar cumplimiento al eje transversal de Seguridad establecido en el Plan Estratégico 2014 - 2025.

Las principales iniciativas desarrolladas fueron:

### **Programa Estructural de Seguridad (PES)**

En 2015 se dio inicio a un nuevo programa que viene a dar continuidad y a fortalecer la efectividad de la iniciativa asociada a las “Reglas por La Vida”, que permitió a fines de 2013, a través de un análisis estadístico de la accidentabilidad de eventos graves y fatales ocurridos en ENAP en los últimos 20 años, determinar cuáles eran aquellas tareas y actividades de alto riesgo que han sido causa de estos accidentes y cuáles eran sus controles y barreras claves asociados a las personas que hubiesen permitido evitar la ocurrencia de los mismos.

En el marco de esta implementación, se estableció el día 28 de abril como el Día de la Seguridad de ENAP y, a través de la ejecución de un Plenario de Seguridad (12 de marzo), con la participación del ministro de Energía Máximo Pacheco, principales ejecutivos, dirigentes sindicales, profesionales y trabajadores de ENAP, se dio el vamos en forma oficial a este programa.

Durante el primer semestre fueron elaborados, validados y sociabilizados los Estándares Operativos de las Reglas por la Vida, en el marco del PES. Estos estándares son mandatorios para todas las operaciones de ENAP y durante 2016 deberán ser implementados en cada filial y Unidad de Negocio. En dichos estándares se establecen los controles claves que deben tener las instalaciones y sistemas de gestión, así como el conocimiento y comportamiento de las personas involucradas en estas tareas, para evitar accidentes graves y erradicar la posibilidad de fatalidades.

Durante el último trimestre se dio inicio a la segunda etapa del PES en cada filial y Unidad de Negocio. Para este proceso, que continuará en 2016, se cuenta con la asesoría de expertos de la industria a nivel internacional, que a través de un proceso de formación de entrenadores internos, desarrollo del material educativo, y seguimiento y control, buscará lograr la concientización y efectividad en las etapas de formación en estos estándares.

Los estándares operativos de las Reglas por la Vida establecidos son los siguientes:

1. Estándar de Control del Trabajo
2. Estándar de Trabajos en Altura
3. Estándar de Aislamiento y Bloqueo de Energías
4. Estándar de Control de Atmósferas Peligrosas
5. Estándar de Trabajo de Espacios Confinados
6. Estándar de Excavaciones
7. Estándar de Operaciones de Levante
8. Estándar de Conducción Segura

### **SafeStart (Programa de Autocuidado)**

ENAP ha adoptado este programa como un pilar estratégico para avanzar hacia una Cultura de Seguridad, capacitando a 2.113 Trabajadores durante 2015.

Dentro de esta iniciativa, la organización lideró, junto a DuPont, Mutual de Seguridad y a los creadores del programa a nivel internacional, el primer Congreso de SafeStart en Chile, con asistencia de representantes de otras empresas que están implementando el programa, líderes y representantes de la empresa en materia de SafeStart, para cada una de sus Unidades de Negocio.

Además, el programa fue socializado, a través de distintos eventos, a grupo de familiares de trabajadores, centros educacionales y a la comunidad cercana, como otro aspecto más de la Responsabilidad Social de la empresa.

### **TapRoot (Metodología de Investigación de Incidentes)**

Durante 2015 se formaron 57 nuevos líderes de investigación, en las diferentes filiales y Unidades de Negocio, con el fin de implementar esta metodología y fortalecer su uso como una herramienta clave de seguridad y mejora continua, tendiente a disminuir y controlar los riesgos de la operación.

## **Actualización y mejoras al Sistema de Gestión de Incidentes (SGI)**

A través de representantes técnicos de las distintas filiales y Unidades de Negocio, se conformó una mesa de trabajo que logró implementar mejoras en el Sistema único de Gestión de Incidentes de ENAP (SGI), que es utilizado para el almacenamiento de información asociada a incidentes, desde su reporte hasta el seguimiento de la efectividad de las acciones correctivas implementadas. Junto a estas mejoras se desarrolló un sistema de capacitación, aulas móviles y formación de administradores locales para la administración y configuración local de la plataforma.

## **Actualización “Metodología de gestión HSE en proceso de Abastecimiento”**

Uno de los temas importantes en materia de seguridad fue la actualización -en conjunto con la gerencia de Administración y Finanzas- de la Metodología de Gestión HSE en procesos de abastecimiento, la cual incorpora, desde etapas tempranas de la solicitud de un servicio o proyecto, el análisis de los requerimientos en materias de Seguridad, Salud Ocupacional, Medioambiente y Comunidades. Además, se realiza una evaluación estandarizada de estos requisitos y niveles mínimos de cumplimiento para poder ser parte del proceso de contratación.

También se destacó la continuidad y el fortalecimiento que se ha dado a la gestión del Comité Bipartito de Seguridad, establecido a fines de 2013 por la Administración de ENAP, junto a la Federación Nacional de Trabajadores del Petróleo y Afines de Chile (FENATRAPECH) y la Federación de Profesionales, Técnicos y Supervisores de ENAP (FESENAP), el que estuvo plenamente operativo durante este año.

Cabe destacar que, al cierre de la gestión 2015, se logró alcanzar la meta que se había trazado respecto de la frecuencia de accidentes, registrando un Índice de Frecuencia (IF) de Accidentes de 3,4, valor que implica una disminución de 19% en comparación con 2014, año en que se obtuvo un valor de 4,2.

Respecto del indicador de fatalidades, en 2015 se lamentó una fatalidad ocurrida en abril en Refinería Bío Bío. Sin embargo, la tendencia de este indicador se mantiene a la baja, al igual que el Índice de Gravedad de Accidentes.

Lo anterior se reafirma mediante la evaluación de las tasas de siniestralidad de la empresa, que realizan las Mutualidades por el Seguro de Accidentes del Trabajo y enfermedades Profesionales, Ley 16.744. Durante el período julio 2012- junio 2015, ENAP logró una rebaja en estas tasas de siniestralidad, que implicará, a su vez, una rebaja en la tasa de Cotización Adicional (CAD) que pagará la empresa a las Mutualidades en el período 2016- 2017. De esta manera, la nueva tasa de ENAP Refinerías será de 0,95% (que corresponde al mínimo exigible), mientras que la de ENAP (Magallanes y Casa Matriz) será de 1,63%.

## **SALUD OCUPACIONAL**

Por otra parte, desde 2014 ENAP ha desarrollado una revisión y reformulación de los aspectos técnicos y operativos para responder a las exigencias actuales en Salud Ocupacional, a través de la iniciativa corporativa denominada “Fortalecimiento de Salud Ocupacional”. El objetivo es levantar los temas de mayor significancia en dicha materia y generar el cumplimiento normativo actual, que involucra una serie de gestiones internas y procesos desafiantes.

Con este propósito, la organización ejecutó las siguientes acciones en sus operaciones:

- Levantamiento y actualización de los agentes de riesgos físicos, químicos y ergonómicos, en las Unidades de Negocio, con especial énfasis en la identificación y la evaluación de dichos agentes.
- Definición y aplicación de los protocolos sobre Normas Mínimas para el desarrollo de programas de Vigilancia de la pérdida auditiva por exposición a ruido en los lugares de trabajo (Prexor); Vigilancia de Riesgos Psicosociales en el trabajo; Aspectos relevantes de avance en cumplimiento del Manual de Cargas y Trastornos Músculo- Esqueléticos en las extremidades superiores.
- Especial importancia y aplicación tuvo el “Protocolo de Riesgo Psicosocial”, el cual se desarrolló en conjunto con Recursos Humanos de ENAP, con un alto porcentaje de participación de las Unidades de Negocio.
- Para el normal desarrollo y trabajo continuo en materias de Salud Ocupacional, en 2015 se levantó la información necesaria para implementar un Estándar de Salud Corporativo, que se materializará en 2016.



## HITOS DE GESTIÓN MEDIOAMBIENTAL

Durante el 2015 ENAP obtuvo un total de 14 Resoluciones de Calificación Ambiental (RCA) para los proyectos presentados al Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA). 13 fueron obtenidas por ENAP Magallanes y la restante por Refinería Bío Bío.

A lo anterior se suman las RCA que ya poseía ENAP, alcanzando un total de 290 al 31 de diciembre de 2015:

ENAP Magallanes: 244 Resoluciones de Calificación Ambiental.

ENAP Refinerías: 46 Resoluciones de Calificación Ambiental.

- **Riesgos críticos con consecuencia ambiental:** Se realizó el Levantamiento y Análisis de los “Riesgos Críticos con Consecuencia Ambiental”, de las operaciones de ENAP en Chile, para evaluar

y reforzar las barreras de control y mitigación existentes y definir nuevas en caso de ser necesario.

- **Sensibilización ambiental:** Se implementó el Programa de Capacitación en Sensibilización Ambiental, a nivel ejecutivo, con el objetivo de que se incorpore la dimensión ambiental en la conceptualización de los proyectos.
- **Estándar de Gestión Ambiental:** En la misma línea, se elaboró el Estándar Corporativo de Gestión Ambiental, para contar con un criterio mínimo común en la manera que ENAP debe incorporar la variable ambiental en cada una de sus operaciones y proyectos.
- Se dio continuidad al programa de Uso Racional de Humedales.

## OPERACIONES

### ENAP REFINERÍA ACONCAGUA (ERA)

- Realización y presentación de Estudios y Declaración de Impactos al Servicio de Evaluación Ambiental (SEA):
  - Desarrollo y Presentación del Estudio de Impacto Ambiental (EIA) de la Central Nueva ERA: 510 MW generados exclusivamente con gas natural y una línea de alta tensión de 16 kilómetros, que pasa por las comunas de Concón, Quintero y Quillota.
  - Desarrollo del Estudio de Impacto Ambiental de la Optimización de la Planta de Cóker: para adecuar el permiso ambiental de la Planta, a la realidad del mercado de crudos, además de incorporar tecnología más avanzada para una operación más estable y con menor generación de emisiones.
  - Desarrollo de la Declaración de Impacto Ambiental (DIA) de las Bodegas de Sustancias Peligrosas: con el objetivo de dar cumplimiento a la nueva normativa de almacenamiento de Sustancias Peligrosas, elevando el estándar de seguridad de las instalaciones.
- Capacitación a Pescadores Artesanales de Quintero, para realizar labores de monitoreo ambiental en la bahía.
- Implementación del Nuevo Sistema de Lavado de Camiones en ERA, con la finalidad de cumplir con los Compromisos establecidos en las Resoluciones de Calificación Ambiental.
- Desarrollo de cuatro cabildos abiertos en el marco del programa interal “Nueva ERA”.

### ENAP REFINERÍA BÍO BÍO (ERBB)

- Exportación de Sotas Agotadas a Estados Unidos: exportación de un total de 2.435 toneladas de Sota Agotada con destino Houston (Texas), a través del Contrato Merichem-Nexxo. La exportación de esta sustancia permite dar la mejor solución ambiental, y elimina los impactos de olores, reduciendo los riesgos de su manejo y disposición por ERBB.
- Renovación de Equipos Red de Monitoreo Calidad del Aire en ERBB.



- Lanzamiento y aplicación de la herramienta SISQUIM, que permitirá gestionar de mejor forma las sustancias peligrosas y, - a su vez - dar cumplimiento a las exigencias del DS 78/09.
- Exportación Catalizador Agotado: Exportación de 177 toneladas de catalizador agotado, a través de la Empresa Dau Metal y Nexxo. Esta tarea permite recuperar metales valiosos constituyentes y minimizar la disposición de residuos.

### ENAP MAGALLANES

- Aprobación de los Métodos de Explotación y Planes de Cierre.
- 17 Declaraciones de Impacto Ambiental Tramitadas (a la fecha, 13 con RCA), que permiten ejecutar un total de 152 proyectos de inversión, distribuidos en:
  - 65 Pozos exploratorios y de desarrollo gas y petróleo)
  - 42 Fracturas Hidráulicas
  - 35 Ductos (gas y agua de formación)
  - 10 Pozos Reinyectores
  - 7 Cartas de pertinencia de ingreso al SEIA.
- Tramitaciones Ambientales en el SEIA de Proyectos de Inversión:
  - Métodos de explotación de hidrocarburos: Se logró la aprobación sectorial del Sernageomin de

los proyectos de explotación de hidrocarburos para ENAP Magallanes, de acuerdo a lo estipulado en el DS 132/ 2004 «Reglamento de Seguridad Minera». Las faenas aprobadas fueron: Dorado- Riquelme, Arenal e Intracampos y Continente Costa Afuera.

- Planes de cierre de faenas mineras: Aprobación sectorial del Sernageomin de los planes de cierre, de acuerdo a lo que estipula la ley 20. 551 de cierre de faenas mineras. Los documentos incluyeron todos los proyectos que cuentan con Resolución de Calificación Ambiental. Las áreas que cuentan con aprobación son: Dorado- Riquelme, Arenal e Intracampos y Continente Costa Afuera.
- Se elaboró un Mapa de Instalaciones y Yacimientos del Bloque Arenal.
- Levantamiento de Instalaciones: La Unidad de Medioambiente, en conjunto con la gerencia de Producción de ENAP Magallanes, realizaron un levantamiento del status actual de las 450 instalaciones productivas distribuidas en Magallanes (pozos, baterías y centrales, entre otros) , con los objetivos de:
  - Contar con una ficha técnica georreferenciada de cada instalación.
  - Establecer los puntos prioritarios para implementar mejoras, con el fin de disminuir los incidentes con consecuencia ambiental en las instalaciones.
  - Ampliar la base de datos de las instalaciones en el Sistema de Información Geográfico (SIG) .
- Saneamiento de Pasivos Ambientales: se intervinieron y remediaron 12 fosas que contenían crudo y contaminantes sólidos. Esta gestión permitió recuperar cerca de 8. 290 m2 de suelo contaminado y retirar 6, 4 toneladas de chatarras contaminadas con hidrocarburos.

#### ENAP SIPEC

- Actualización del Plan de Manejo Ambiental de la operación, 100% ejecutado a la fecha.
  - Reforestación de siete zonas cercanas a la operación, con más de 600 plantas.
  - Identificación de los receptores sensibles y fuentes emisoras de ruido asociadas a cuatro plataformas de la operación, para planes de mitigación 2016.

- Mejora de infraestructura para la clasificación de chatarra en PSO- 11.

#### · Campaña sostenida de sensibilización ambiental:

- 200 Horas Hombre (HH) en talleres de sensibilización.
- Instalación de puntos ecológicos de separación, en el marco de la campaña de ahorro de recursos.
- 10 campañas ambientales socializadas por medios electrónicos.

#### · Gestión de:

- 4 Licencias Ambientales para perforaciones en Paraíso Biguno Huachito Intracampos (PBHI) .
- Proceso de licenciamiento ambiental de todo el Bloque PBHI.
- Procesos de participación con las comunidades del área de influencia.
- 4 permisos de Aprovechamiento de Agua para las perforaciones.

#### · Implementación de Plataforma Seca en Perforación.

#### ENAP SIPETROL ARGENTINA

- Gestión del Estudio de Impacto Ambiental del Proyecto Incremental Área Magallanes (PIAM) , obteniendo su aprobación técnica y contribuyendo a asegurar el inicio de las obras según el cronograma establecido.
- Reacondicionamiento del Centro de Rehabilitación de Pingüinos, en Santa Cruz.
- Reducción de la superficie de locaciones en Pampa del Castillo: mediante la aplicación de cutting de perforación se favorece el establecimiento de la vegetación, mitigando los impactos negativos sobre la modificación del paisaje.
- Saneamiento de Pasivos Ambientales: Mediante la inoculación de bacterias se trataron 4. 400 m<sup>3</sup> de suelo empetrolado en el Yacimiento Pampa del Castillo- LaGuitarra, alcanzando valores menores a 1% en el contenido de hidrocarburos del material. De esta manera, se cumplió con el límite establecido por la legislación, pudiendo ser utilizado, por ejemplo, como material de relleno.



## RELACIONAMIENTO CON COMUNIDADES

---

Durante 2015, la gerencia de Asuntos Corporativos, marcó un importante hito al definir la Estrategia Corporativa de Gestión y Relacionamiento Comunitario para sus operaciones en Chile y filiales internacionales. Este logro es fruto de un intenso trabajo en el que se involucró a los grupos de interés prioritarios para la organización, incluyendo las comunidades locales vecinas a las operaciones que desarrolla en Chile, en las regiones de Valparaíso, Biobío y Magallanes.

Este proceso participativo cumplió exitosamente las fases de diagnóstico y diseño de la estrategia, a través de un levantamiento de líneas de base y análisis de entorno, consulta a los stakeholders y detección de las principales oportunidades de mejora y ejes para la gestión comunitaria en Refinería Aconcagua, Dirección de Almacenamiento y Oleoducto (instalaciones en Continente e Isla de Pascua), Refinería Bío Bío y ENAP Magallanes.

De esta manera, se definieron cuatro Ámbitos Estratégicos de Acción: Transparencia y Responsabilidad Ambiental, Responsabilidad Colectiva, Diálogo Abierto y Relación de Mutuo Beneficio. Estos pilares contemplan planes y objetivos específicos orientados al cierre de brechas en materia de gestión y relacionamiento comunitario, los que comenzarán a implementarse de acuerdo a una hoja de ruta, a partir de 2016.

También dentro del año y a cargo de la Dirección de Responsabilidad Estratégica de la gerencia de Asuntos Corporativos, se crearon Comités de RSE para las Unidades de Negocio en Chile, a objeto de ser un órgano asesor interno, que aconseje, sugiera y proponga a la alta dirección de la empresa, planes y programas en materias de RSE y cumplir además la función de ser un órgano resolutorio para la validación de nuevos programas.

Asimismo, cabe destacar que en 2015, y en el marco de la Política de Diversidad e Inclusión desarrollada por ENAP, la Dirección de RSE firmó un acuerdo de colaboración con Fundación Descúbreme. Entre los objetivos de esta importante iniciativa se cuentan: difundir los aportes de personas con discapacidad en diferentes ámbitos, con énfasis en la discapacidad cognitiva, y sensibilizar y promover la eventual inclusión de trabajadores con discapacidad cognitiva, como parte del personal estable. Así, durante el último

trimestre del año, fue posible incorporar a una persona en el equipo del casino de Casa Matriz, gracias a un trabajo coordinado con el proveedor Sodexo.

A continuación, se detallan los principales hitos de desempeño con comunidades en Chile y en las filiales internacionales de ENAP. Cabe señalar que el monto de inversión social de la organización en las operaciones locales ascendió en 2015 a US\$ 2. 124. 190.

## CHILE

### ENAP REFINERÍA ACONGAGUA (ERA)

**Convenio con el Centro de Formación Técnica de la PUCV:** ERA suscribió un convenio con el Centro de Formación Técnica UCEVALPO S. A. , de la Pontificia Universidad Católica de Valparaíso, para otorgar un total de 41 becas a trabajadores contratistas asociados a la Fenatracon, que cursarán las siguientes carreras: Técnico de Nivel Superior en las especialidades de Construcción, Mantenimiento Industrial y Electricidad.

**Nueva ERA/ENAP 2025:** Se trata de un programa integral que unifica la gestión de cuatro proyectos, poniendo ambientalmente al día a la refinería, a través de un proceso de participación con la comunidad.

Así, dentro del plan de socialización de la cartera de proyectos del Programa Integral Nueva ERA- ENAP 2025, durante 2015 se realizaron un total de 15 reuniones con organizaciones sociales territoriales y clubes deportivos pertenecientes a su área de influencia. Además, en el contexto de la Participación Anticipada (PA), durante noviembre se llevaron a cabo encuentros en Concón, Quintero y Quillota rural. El 17 de diciembre tuvo lugar una reunión informativa con autoridades comunales, dirigentes y vecinos en el Salón de Eventos de ERA, en la que se dieron a conocer los compromisos e inversiones ambientales.

**Casa Nueva ERA:** En el marco del proceso de participación ciudadana asociado a Nueva ERA, el 5 de noviembre de 2015 se inauguró la oficina de Información respecto de la cartera de proyectos, la cual está ubicada en el N° 637, de la calle 7 en Concón.

### Plan Bahía Quintero

- **Fondos Concursables:** El 22 de octubre se realizó el lanzamiento de los Fondos Concursables para la comuna de Quintero, que contaron con un monto total de \$60 millones. Postularon un total de 45 proyectos, de los cuales 39 fueron aprobados por la comisión evaluadora. Refinería Aconcagua entregó los fondos a las organizaciones sociales durante diciembre, en una ceremonia pública en la comuna de Quintero.
- **Convenio con pescadores:** Durante 2015 se suscribió un convenio de servicios con el Sindicato de Pescadores Artesanales de la Caleta Horcón, Caleta Ventanas y miembros de Caletas Unidas de Quintero, para monitorear áreas de manejo, a fin de que se mantengan las condiciones de limpieza, mediante las actividades de toma de muestras una vez al mes, e incorporación a los planes de contingencia marítima. Con este objetivo, se realizaron charlas y capacitaciones a los pescadores.
- **Primera Media Maratón de Quintero:** El 13 de septiembre se vivió una gran jornada deportiva en la primera edición de la “Media Maratón de Quintero”, evento que tuvo como punto de partida y meta el Estadio Municipal Raúl Vargas Verdejo. La competencia, organizada por la Ilustre Municipalidad de Quintero, en conjunto con Trimade Eventos y el auspicio de ENAP Refinerías, se disputó en las distancias de 5, 10 y 21K.



**Entrega de Becas:** Durante 2015 se entregaron un total de 13 becas Universitarias y/o Técnicas a estudiantes provenientes de Concón, Quintero y Puchuncaví. Este beneficio se enmarca en el área de Educación de la Política de Responsabilidad Social de ENAP y tiene como objetivo contribuir con el acceso a la educación superior de jóvenes en situación de vulnerabilidad socio-económica.

**Programa Educativo de Robótica:** Esta iniciativa se aplicó de manera transversal en todas las operaciones locales, junto a la Fundación Spark Talents. Se trata de una propuesta didáctica basada en LEGO Mindstorms, que utiliza robots armables y programables, con el objetivo de desarrollar el conocimiento y estimular la utilización de nuevas tecnologías, en docentes y estudiantes. En el caso de Concón, se implementó en las escuelas Oro Negro y Puente Colmo.

**Nivelación de Estudios:** El Sindicato de Trabajadores de Refinería Aconcagua lleva a cabo este programa desde hace seis años, con el apoyo del Área de Relaciones con la Comunidad de la compañía, a objeto de ofrecer la posibilidad de que los trabajadores contratistas nivelen estudios básicos y medios. En 2015, un total de 16 personas obtuvieron su licencia de Educación Media gracias a esta iniciativa.

**Becas Sociales SENCE:** Durante 2015 se impartieron ocho cursos en esta iniciativa impulsada por Refinería Aconcagua en las comunas de Concón, Quintero y Puchuncaví, gracias a la alianza con la Corporación de Capacitación de la Construcción, a través del uso de la franquicia tributaria del SENCE.

**Olimpiadas Escolares:** La 33ª versión de las Olimpiadas Deportivas Escolares 2015, que organizó ENAP y su Club Deportivo, reunió en noviembre a 10 colegios de Concón, Quintero, Puchuncaví y Limache, en las instalaciones deportivas que tiene Refinería Aconcagua. La Copa Olímpica la obtuvo la Escuela Francia de la comuna de Quintero.

**Fiesta de Navidad:** El 21 de diciembre se realizó la tradicional Fiesta Navideña para los jardines infantiles de la Junji, Bambi, Pequeños Piratas (Quintero), Caballito de Mar (Ventanas), Sirenita (Puchuncaví), Campanita, Caracol (Concón) y Jardín Puente Colmo.

El evento benefició a más de 400 niños y sus padres, quienes disfrutaron de una jornada de juegos, sorpresas y regalos. La celebración lleva 34 años realizándose y forma parte del Programa de Responsabilidad Social Compartida entre Refinería Aconcagua, el Sindicato de Trabajadores y el Club Deportivo de esta filial de ENAP.

**Convenios con Cuerpo de Bomberos:** Como parte de las acciones de relacionamiento con la comunidad, la compañía mantiene convenios con los cuerpos de bomberos de Viña del Mar y Quintero. Su propósito es formalizar la cooperación para prevenir y combatir emergencias de incendios forestales en el entorno a la refinería o incidentes industriales, así como coordinar capacitaciones y entrenamientos conjuntos, inspecciones y auditorías de seguridad.

**Actividades Casa Abierta:** En noviembre de 2015 Casa Abierta cumplió 10 años de funcionamiento. Se trata de un lugar de encuentro y desarrollo comunitario, que Refinería Aconcagua sustenta, respondiendo a la demanda de programas de capacitación, socio-culturales y recreativos, enfocados en aportar herramientas para la calidad de vida y desarrollo de sus vecinos.

Durante 2015 este centro realizó las siguientes actividades: capacitación computacional, cursos de vida saludable, talleres de pintura, música, fotografía y literatura; cursos de artes y oficios; talleres de teatro y jazz, entre otros.

**Programa Casa Abierta en su Barrio:** En el marco de esta iniciativa, se realizaron actividades de carácter itinerante en los distintos sectores del área de influencia de la refinería, beneficiando a cuatro juntas de vecinos: El Carmen, Los Tres Esfuerzos, Villa Independencia y Los Pinos.

**Radio Casa Abierta:** Durante 2015 continuaron en forma ininterrumpida las transmisiones de Radio Casa Abierta ENAP, vía streaming (audio y video), con el objetivo de crear un nuevo espacio de participación y diálogo en Concón. En su parrilla de contenidos hay 15 programas de realización propia y una decena de segmentos musicales.

**Séptimo Festival de Jazz de Concón:** Durante los días 30 y 31 de enero se realizó una nueva versión del Festival de Jazz Concón, evento organizado por ENAP y que reunió a más de dos mil personas.

**Escuela de Surf para niños de Concón:** Iniciativa inédita que comenzó en febrero en Playa La Boca, donde fueron convocados un total de 40 niños y niñas de entre 9 y 17 años, a objeto de comenzar sus primeros pasos en este deporte, que cada día está tomando mayor fuerza en el país y que ha despertado un notable interés por parte de la juventud. La “Escuela Popular de Surf ENAP”, es un proyecto piloto enmarcado en el Plan de Responsabilidad e Inversión Social de nuestra empresa, que consiste en clases de Surf para niños vulnerables de la comuna de Concón.

### ENAP REFINERÍA BÍO BÍO (ERBB)

**“Hualpén Suma”, Plan de Sustentabilidad y Medioambiente:** Firmado en enero, este programa que tiene por objetivo mejorar la calidad de vida de los vecinos de ERBB, y contempló tres ejes de acción:

- Relocalización de las familias de Nueva El Triángulo y Villa El Triángulo.
- Plan Maestro de las poblaciones cercanas que se quedan y seguirán siendo vecinos de las operaciones de ERBB.
- Un conjunto de Programas de Desarrollo Integral, contruidos con y para los vecinos.

**Relocalización:** Uno de los compromisos que asumió ENAP fue poner a disposición de autoridades y vecinos una empresa experta para un levantamiento actualizado, y validado por los propios vecinos, del estatus y caracterización de la población involucrada.



Este trabajo fue desarrollado en 2015 por la empresa Eqos, que - luego de un intenso proceso de reuniones y visitas a terreno con cada uno de los vecinos de los dos sectores- elaboró un catastro que permitió obtener información de la situación de la propiedad, su estándar, habitabilidad y nivel de obsolescencia y sus aspectos legales, entre otros temas claves.

Los resultados de este catastro fueron entregados a los vecinos y autoridades el 4 de julio, un mes y medio antes de lo establecido inicialmente.

Concluida esta fase, se dio inicio a la segunda etapa, el Plan Operativo, que partió en octubre y se extenderá hasta abril de 2016. La idea es reunir todos los antecedentes y documentación necesaria para que los vecinos puedan postular a los subsidios públicos y diseñar, además, alternativas concretas de recursos para poder materializar la relocalización.

**Plan Maestro Hualpén Suma:** Este eje del Programa de Sustentabilidad y Medioambiente Hualpén Suma, busca fortalecer los lazos como buenos vecinos con las poblaciones Patricio Aylwin, 18 de Septiembre, Bernardo O'Higgins, El Triángulo, Solar de Hualpén, Esfuerzo Unido, Irene Frei y Osvaldo Muñoz, de la comuna de Hualpén.

Este proceso partió a fines de agosto y se extendió hasta noviembre, contemplando un enfoque muy interactivo y participativo, apoyado por expertos de la Universidad del Bío Bío, encabezados por el Premio Nacional de Urbanismo, Sergio Baeriswyl.

A través de una serie de encuentros y focus groups, con organizaciones sociales y territoriales y más de 800 vecinos participando activamente, se levantaron 40 proyectos: 10 transversales o barriales y 30 sectoriales.

Finalmente, aproximadamente 2 mil vecinos decidieron y priorizaron los proyectos en la votación realizada el 5 de diciembre, “Hualpén Suma Decide”. Los proyectos barriales (generales para todo el sector) seleccionados, serán presentados a fondos de financiamiento regional, y los proyectos sectoriales serán ejecutados a partir de 2016 con fondos provistos por ENAP.

**Programas de Desarrollo Integral:** En el período reportado se desplegó un intenso programa de desarrollo integral, junto a los vecinos. Entre las actividades llevadas a cabo se cuentan los talleres de verano, donde más de 400 personas participaron en clases de radio, compostaje y cine-stopmotion, en el cual niños de Hualpén crearon un cortometraje que fue reconocido en el Festival de Cine de Lebu 2015.

También se implementaron las primeras escuelas mixtas de fútbol y de cheerleaders, cursos de inglés, talleres de terapias alternativas para adultos mayores, cursos de capacitación y se reeditó el taller de robótica Lego League.

Los recursos utilizados para el desarrollo de estas actividades alcanzaron un total de \$ 163 millones.

**Apoyo a Bomberos y Becas:** Se fortalecieron los programas de trabajo y cooperación con bomberos de Hualpén y Talcahuano, con un aporte de \$ 15 millones, y se dio continuidad al Programa de Becas Universitarias, beneficiando a tres alumnos de la Universidad Técnica Federico Santa María, sede Concepción, ubicada en Hualpén, por un monto total de \$3. 900. 000.

Para Becas SENCE, se destinó la cantidad de \$ 188. 562. 087.

### **Centro de Formación Técnica de la Energía (CFT):**

En noviembre se firmó un convenio de cooperación con el Centro Educacional de la Universidad Católica del Norte (CEDUC), el Ministerio de Energía, el Gobierno Regional y la Municipalidad de Hualpén, para construir al primer Centro de Formación Técnica de la Energía de la Región del Biobío, en Hualpén. El plantel de Nivel Superior beneficiará a los vecinos de todas las comunas del Gran Concepción, y particularmente, a los de la intercomuna Talcahuano- Hualpén.

**Programas con la comunidad de Talcahuano:** En cuanto a las comunidades pertenecientes a la comuna de Talcahuano, y especialmente del sector San Vicente, donde se ubican las instalaciones del Terminal Marítimo San Vicente, ENAP Refinerías Bío Bío, desarrolló, junto a la comunidad, el Municipio de Talcahuano, y el Consejo Local de Deportes y Recreación, un programa permanente de actividades deportivas, educacionales y recreativas.

Así, y con motivo de la celebración de los 250 años de la comuna, apoyó la Triatlón de Talcahuano, la Corrida Mes del Mar, la Corrida Nocturna de Talcahuano y el Campeonato Nacional de Cueva Chora, actividades que convocaron a miles de personas.

Cabe destacar que el equipo de la Escuela Básica San Vicente fue campeón regional del torneo de robótica educativo, Lego League, y participó en el campeonato nacional.

El monto de los recursos utilizados para estas actividades alcanzaron los \$ 25. 700. 000.

### **ENAP MAGALLANES**

#### **Capacitación en seguridad, Programa SafeStart:**

El objetivo de este programa es colaborar en el proceso educativo de los alumnos y profesores de liceos industriales, entregándoles una herramienta de gran utilidad para su futuro desempeño en el campo laboral. Durante 2015 fueron beneficiados:

- 25 alumnos y 2 profesores del Liceo Industrial de Punta Arenas.
- 35 alumnos y 2 profesores del Liceo Politécnico de Punta Arenas.
- 24 alumnos y 2 profesores del Liceo Politécnico de Puerto Natales.



Las capacitaciones son realizadas en forma voluntaria por trabajadores y trabajadoras de ENAP, monitores de Safestart.

**Programa de Robótica, Lego League:** Este innovador proyecto se implementa junto a las comunidades de las Unidades de Negocio de ENAP en Chile. Además de desarrollar el conocimiento y la utilización de nuevas tecnologías y tendencias educativas, en docentes y estudiantes, busca potenciar otras en los niños y jóvenes, para participar de mejor manera en la sociedad actual, mediante la resolución de problemas, fomento de la creatividad, la comunicación, innovación y el emprendimiento.

ENAP Magallanes ha implementado este taller extra programático de Robótica Educativa en las escuelas de Cerro Sombrero, en la comuna de Primavera, y República Argentina, en Punta Arenas, beneficiando a cerca de 40 alumnos de enseñanza básica.

La escuela de Cerro Sombrero obtuvo, por segundo año consecutivo, el primer lugar en la competencia regional, lo que le permitió participar en el campeonato nacional realizado en diciembre en Santiago.

**Becas universitarias:** El programa de becas para estudiantes universitarios facilita la finalización de estudios superiores de jóvenes destacados académicamente y en situación de vulnerabilidad social, que cursen carreras afines a la industria energética.

Al igual que el año anterior, en 2015 fueron 7 los alumnos becados de la Universidad de Magallanes, de carreras principalmente del área de la ingeniería.

**Visitas de estudiantes a instalaciones:** Estudiantes de universidades y colegios de diversos puntos de la región visitan periódicamente las instalaciones de la empresa, con el objetivo de conocer e interiorizarse del trabajo y de las actividades que desarrolla en la zona. En 2015 se recibió la visita de ocho delegaciones de estudiantes, principalmente de la Universidad de Magallanes, de las carreras de ingeniería, quienes tuvieron la posibilidad de conocer áreas como Gregorio, Planta Posesión y Cabo Negro.

**Taller de geología a niños del Programa Explora:** Por duodécimo año consecutivo, el geólogo de ENAP, Alejandro Pérez, colaboró en Punta Arenas con el Campamento Científico Escolar, organizado por el Programa Explora de Conicyt y la Universidad de Magallanes, desde el lunes 5 al sábado 10 de enero de 2015.

El profesional de ENAP dictó el taller que consideró clases teóricas que se complementaron, con interesantes excursiones geológicas. Por ejemplo, en Río de las Minas, un total de 30 niños y niñas observaron rocas sedimentarias del Terciario; en Pali Aike, sedimentos glaciales del Cuaternario, y en Puerto del Hambre, rocas sedimentarias antiguas.

Todos los años, el taller de Geología del Campamento Explora es uno de los primeros que completa los cupos disponibles.

**Exitosa presentación en Carnaval de Invierno:** Nuevamente ENAP Magallanes fue protagonista de la principal fiesta ciudadana de la XII Región, el Carnaval de Invierno. La empresa se quedó con el primer lugar en la categoría principal con su carro alegórico Petroleo, y obtuvo el tercer lugar en la comparsa coreográfica, integrada por cerca de 80 personas, entre funcionarios, familiares y vecinos de la ciudad, que año a año se suman a la participación de ENAP.

Cabe mencionar que, al igual que en 2014, ENAP Magallanes donó el premio en dinero que recibió en el Carnaval de Invierno a tres instituciones de Punta Arenas: el Hogar Ignazio Sibillo y las

instituciones dedicadas al trabajo con adultos mayores: Establecimiento de Larga Estadía ELEAM y Club Alegría de la Patagonia, quienes utilizarán el dinero para trasladar a los abuelitos a las actividades programadas para ellos y otros gastos propios de sus centros.

### **ENAP Magallanes abrió sus puertas a la**

**comunidad:** Sumándose a la invitación hecha por el Consejo de la Cultura y las Artes, ENAP Magallanes participó de las actividades programadas en el marco del Día Nacional y Día Regional del Patrimonio Cultural, realizadas en mayo y octubre, respectivamente.

ENAP Magallanes abrió las puertas de su edificio central en Punta Arenas, en uno de los extremos de la Plaza de Armas, entregando la oportunidad de recorrer algunos de sus pisos y conocer el proceso exploratorio y productivo que se realiza para extraer gas natural, cerrando el circuito con la posibilidad de que las personas saquen fotografías con una vista panorámica de la ciudad desde la azotea del edificio. Este recorrido fue guiado por personal de la empresa y congregó en ambas instancias a más de 500 visitas.

### **Charlas de difusión conjunta con Seremi de**

**Energía:** ENAP sostuvo una serie de reuniones con Juntas de Vecinos de Punta Arenas y agrupaciones de adultos mayores, por invitación del Seremi de Energía.

Las reuniones tienen por objetivo dialogar en torno a los avances en la elaboración de la Política Energética de Magallanes y, en el caso específico de ENAP, responder las consultas de los asistentes sobre el proceso de producción y reservas de gas natural, además de informar sobre los nuevos horizontes exploratorios y la actividad de fractura hidráulica realizada por la empresa.

**“Enapinos: Los Campamentos Petroleros del Fin del Mundo”:** Este es el nombre del libro con que los historiadores Pía Acevedo y Carlos Rojas lo lanzaron en diciembre en Punta Arenas.

La obra, que valora el patrimonio asociado a la experiencia histórica que vivieron los trabajadores de ENAP que habitaron los campamentos en Tierra del

Fuego, es un proyecto financiado por FONDART Regional 2014, que tuvo la colaboración de la empresa.

**Aniversario de ENAP:** En el marco de la conmemoración de los 70 años del descubrimiento del petróleo, ENAP Magallanes organizó y colaboró con diversas actividades dirigidas a la comunidad regional, entre las que destacan:

- **Campañas ambientales:** En conjunto con CONAF, se realizó una campaña de plantación de árboles en la Escuela Villa las Nieves, mediante el sistema de Waterboxx. También se colaboró activamente en la jornada de limpieza del Humedal Tres Puentes, haciéndose cargo ENAP de la disposición final de baterías y otros materiales contaminantes.
- **Carnaval de Invierno en Porvenir:** Por primera vez ENAP se hizo presente en la fiesta en la capital de Tierra del Fuego, lo que fue muy valorado por los asistentes a la actividad y por las autoridades de la comuna.
- **Cantata al petróleo:** Obra musical preparada por trabajadores de ENAP, que cautivó a todo el público asistente.
- **Apoyo a Festival Folclórico de Gregorio:** Tradicional festival organizado por el municipio de esa comuna.
- **Maratón del Estrecho:** Organizada por la Municipalidad de Punta Arenas. Aspira a convertirse en una de las principales actividades deportivas de la región y del país. La actividad congregó a más de 200 deportistas.
- **Carrera ciclista:** Con el nombre “70 años del Descubrimiento del Petróleo”, se realizó esta carrera que reunió a más de 100 deportistas, entre niños, jóvenes y adultos de la Patagonia chileno- argentina.
- **Magallanes en 100 palabras:** Este exitoso concurso literario se replica en toda la región, gracias a una iniciativa de ENAP. El lanzamiento se realizó en diciembre pasado y la premiación se realizará en junio de 2016.

## FILIALES INTERNACIONALES

### ENAP SIPETROL ARGENTINA

ENAP Sipetrol Argentina lleva adelante una serie de acciones que buscan relacionar a la compañía con sus principales públicos de interés localizados en las áreas de influencia donde la empresa desarrolla sus operaciones. A través de este trabajo, se busca acercar y optimizar la relación entre la empresa y sus stakeholders, fortaleciendo la imagen positiva de la misma, lo cual redundará en una creciente reputación corporativa, entendida como licencia social para operar.

En este sentido, durante 2015 la compañía llevó a cabo acciones relacionadas con el medioambiente, el desarrollo profesional, la educación y la vinculación directa con importantes stakeholders de ENAP Sipetrol Argentina. El monto destinado a estas actividades, que se detallan a continuación, fue de US\$ 230.700.

#### **Pingüinera de la Reserva Provincial Cabo Vírgenes:**

Durante 2015 se continuó con los trabajos en torno a esta importante reserva natural. Dicha labor se estructuró en dos grandes fases: La primera, que se desarrolló y concluyó a lo largo de 2014, consistió en una serie de trabajos de mejora en el Estacionamiento, Sendero y Mirador Turístico. La segunda, tuvo relación con el mejoramiento y la puesta en marcha de su Centro de Rehabilitación y Centro de Interpretación.

En 2015 se concluyó con la etapa 1 de esta segunda fase, que tenía por objetivo realizar todas las mejoras necesarias para que el Centro de Rehabilitación volviera a estar básicamente operativo.

Se trabajó en el servicio de provisión de energía eléctrica para todo el Centro, por medio de la instalación de un grupo generador a gas, para proveer servicio a la totalidad de las instalaciones en todas las Etapas del Plan de Mejoramiento. También se completó la renovación de las instalaciones sanitarias y de provisión de agua



potable y de mar, que implicó trabajos sobre cañerías, llaves de paso, tanques de reserva individuales, drenajes sanitarios, cámaras de inspección y pozos absorbentes, y la correspondiente hermeticidad de los tanques, junto con sus conexiones internas y externas.

En lo que respecta a los centros de atención veterinaria, de alimentación, lavado y secado, y jaulas exteriores, se mejoraron los sectores correspondientes a la Etapa 1, equipándolos con el mobiliario necesario para la atención de la fauna local.

Las etapas sucesivas de este trabajo en la Pingüinera de la Reserva Provincial significarán una ampliación de las mejoras ya realizadas hasta completar la totalidad de las instalaciones, dejando el Centro de Rehabilitación en óptimas condiciones de operatividad. Asimismo, se trabajará sobre el Centro de Interpretación, espacio dedicado a las actividades académicas relacionadas con la Reserva.

Este trabajo implica un acercamiento muy fuerte con el Consejo Agrario Provincial, ente del cual depende el área, y con toda la comunidad local, dado que el tema medioambiental es de interés general.

### **Expo Industrial y Comercial de Comodoro**

**Rivadavia:** ENAP Sipetrol Argentina participó por segunda vez consecutiva de la Exposición Comercial, Industrial y de Innovación Tecnológica de la ciudad de Comodoro Rivadavia, Provincia de Chubut. Una vez más, este evento, realizado en mayo, ha arrojado un saldo muy positivo para la empresa, lo que se expresó en el reconocimiento explícito que hicieron distintos stakeholders de la compañía.

Se trata de un espacio de intercambio muy provechoso, donde la empresa da a conocer su quehacer y la manera en que opera, cuidando a las personas y el entorno, ofreciendo además la oportunidad de dialogar con las más altas autoridades provinciales que visitaron la muestra.

Finalmente, otro de los puntos destacados fue la presencia y atención al público brindada por un grupo de colaboradores interdisciplinarios de la compañía durante los cuatro días de la muestra.

**Educación:** ENAP Sipetrol Argentina continuó en 2015 con el Programa de Pasantías lanzado el año anterior, y cuyo objetivo es brindar a estudiantes universitarios avanzados de diferentes comunidades en las que la compañía desarrolla sus actividades, una primera oportunidad de ingresar al mercado laboral.

Hasta la fecha, las operaciones que la compañía posee en la Cuenca del Golfo San Jorge (Yacimiento Pampa del Castillo- La Guitarra, de la provincia de Chubut) han recibido a dos pasantes, cuyas incorporaciones fueron coordinadas junto con la Universidad Nacional de la Patagonia San Juan Bosco (UNPSJB).

Las pasantías tienen una duración de 3 o 6 meses, renovables por igual período, con un máximo de 12 meses. Los estudiantes de las carreras de Ingeniería incorporados se desarrollan en los sectores de Mantenimiento y de Ingeniería de Obras.

El programa de Pasantías permitió la vinculación con una de las universidades más importantes de la Patagonia, generando una alianza muy provechosa para esta y otras acciones futuras.

### **Vinculaciones locales**

Desde la compañía se trabaja en la vinculación constante con actores de relevancia para las operaciones donde ENAP Sipetrol Argentina posee sus actividades, entre los cuales destacan:

- **Bomberos de la región:** Colaboración con diversos cuerpos de bomberos localizados en las áreas de influencia donde la empresa desarrolla sus operaciones.
- **Universidades y organismos provinciales:** a través de convenios con la Universidad de la Patagonia Austral (UNPA), el Consejo Agrario Provincial de Santa Cruz (CAP) y la Universidad Nacional San Juan Bosco (UNPSJB).
- **Abastecimiento energético:** en el marco de una política de cooperación, la empresa abastece con gas natural a los siguientes stakeholders: Estancia Monte Dinero, Prefectura Naval Argentina (PNA) y a la Armada Argentina de la localidad de Faro Vírgenes, en el sur de Argentina.

### **ENAP SIPEC**

#### **Relacionamiento con Grupos de Interés**

En 2015 se levantó el Mapa de Actores Sociales, que permitió identificar formalmente a las instituciones y comunidades del Área de Influencia Directa de ENAP SIPEC, tanto para el bloque Mauro Dávalos Cordero (MDC), como el de Paraíso, Biguno, Huachito e Intracampos (PBHI). Esto permitirá seguir avanzando en el fortalecimiento de los lazos con las comunidades, para seguir siendo un aporte proactivo en materia de educación, salud, capacitaciones y oportunidades laborales y de desarrollo conjunto.

Cabe destacar que ENAP SIPEC mantiene excelentes relaciones con la Gobernación de la Provincia de Orellana, entidad al frente del Equipo Político Territorial, que como representante del Gobierno Central ha garantizado la continuidad de las operaciones de la compañía, al ser una prestadora de servicios para el Estado.



También se trabajó en el fortalecimiento de las relaciones con las autoridades locales, cuya base fundamental es la confianza y el respeto, lo que ha permitido realizar con éxito las negociaciones necesarias para adquirir nuevas áreas y de esta manera poder expandir la operación.

Además, se dio continuidad al trabajo de apoyo a solicitudes comunitarias, colaborando con víveres, medicina, gestión para atenciones médicas de emergencia y hospedajes fuera de la provincia, lo cual contribuye a mantener un clima de buena vecindad con las comunidades.

Junto con ello, se ha priorizado la contratación de mano de obra y servicios locales, fomentando la creación de asociaciones que puedan brindar servicios a la organización. Se decidió entregar las limpiezas de los derechos de vía de las líneas de flujo y oleoductos a las Comunidades por donde pasan los mismos, lo que ha contribuido a la generación de un ingreso adicional del cual son beneficiarios los socios de las Comunidades. Asimismo, se han licitado servicios en la zona, tales como transporte educativo, hidratación de vía y mantenimientos viales, los que han sido contratados a pequeñas empresas, que han demostrado eficiencia a la hora de ejecutar el servicio.

Actualmente, ENAP SIPEC mantiene contratos con cuatro comunidades: Comuna Corazón de Oriente, Asociación de Campesinos Unión Chimborazo,

Comunidad Las Minas de Huataraco y La Cayana, las cuales brindan el servicio de limpieza para el oleoducto.

Constantemente se han generado plazas de trabajo local para el desarrollo de distintos proyectos (perforación y construcción, entre otros) y estudios (bióticos y sociales) como parte esencial de la dinámica de la operación.

### **Cumplimiento del Plan de Gestión Comunitaria**

Durante 2015 ENAP SIPEC destinó un monto de US\$ 1. 022. 858 a inversión social. A continuación se despliega el detalle de las actividades.

#### **Educación**

- **Becas:** Un total de 31 estudiantes fueron beneficiados con un apoyo mensual para su colegiatura y un aporte anual para uniformes y lista de útiles.
- **Útiles escolares y material didáctico:** Se entregaron un total de 2. 640 mochilas a estudiantes de las Unidades Educativas del área de Influencia de las operaciones. Asimismo, se aportaron pizarras, un computador, una impresora, parlantes y un micrófono, entre otros elementos de gran utilidad por las aulas escolares.

#### **Apoyo a Mejoramiento de Infraestructura Escolar:**

- Se entregó pinturas y materiales para el mantenimiento de 12 unidades educativas del área de influencia.
- Implementación de baldosas en la Escuela Yaguachi, de la comunidad Las Minas de Huataraco.
- Remodelación de Aula de la Escuela Gabriel Tanguila, de la Comuna Corazón de Oriente.
- Colocación de canaletas en la cancha cubierta de la Escuela Luis Urdaneta, de la comunidad 10 de Agosto

**Proyecto de Huerto Escolar:** Se implementó el huerto escolar en la escuela Luis Urdaneta de la comunidad 10 de Agosto, entregando material para la construcción del galpón, herramientas, insumos agrícolas y el soporte de un técnico experto en esta temática.

**Transporte Escolar:** Se dio continuidad al apoyo para trasladar a los alumnos de la Comuna Kichwa “Corazón de Oriente”, debido a que por su lejanía no tienen acceso a medios de transporte, y a los de las



comunidades Nueva Esmeraldas, Virgen del Carmen, Santa Rosa, Huamayacu II y 10 de Agosto.

**Proyecto “Enapito Guardián de la Tierra”:** Un proyecto innovador que responde a la Responsabilidad Social de ENAP SIPEC con sus comunidades. Durante 2015 se realizó la primera de sus tres etapas, con el fin de capacitar a los niños de las comunidades locales en Educación Ambiental Básica.

### Salud

El apoyo con la brigada de fomento y promoción de la salud a través de asistencia médica y odontológica en cada una de las comunidades del área de influencia directa e indirecta es permanente, con una atención orientada hacia la prevención primaria para los grupos más vulnerables de la población: niños menores de 5 años y adultos mayores. Esta labor se complementa con la entrega de medicinas y tratamientos para sus diagnósticos.

La Promoción y Educación para la Salud, a través de charlas y diversos mecanismos de aprendizaje, refuerzan la asistencia de ENAP SIPEC para el mejoramiento de las condiciones de vida de la población.

Durante 2015 se realizaron más de 5 mil atenciones médicas y alrededor de 11 mil de carácter odontológico.

### Desarrollo y Fortalecimiento Comunitario

En este ámbito, continuó el apoyo a través de una serie de obras comunitarias, remodelaciones y mantenimiento de puentes, pozos y la parroquia Nuevo Paraíso, en directo beneficio de las comunidades vecinas.

Además, se llevaron a cabo capacitaciones en materia de manejo del cacao y fue acondicionada la Finca Integral, que se emplaza en el Bloque MDC. Esta finca cuenta con las mejores especies de cacao que se dan en la región y fueron sembradas para que los beneficiarios tengan un laboratorio práctico en donde puedan desarrollar los conocimientos adquiridos.

**Acuerdos y Convenios:** Durante el período reportado se firmaron convenios de Compensación por la perforación de pozos con las comunidades de: Corazón de Oriente, Las Minas de Huataraco y 24 de Mayo. Además, estaba en curso el proceso de diálogo con las comunidades del área de influencia del proyecto de perforación y desarrollo del Campo Inchi.

### ENAP SIPETROL EGIPTO

A continuación, se mencionan las principales actividades de Responsabilidad Social Corporativa y relaciones institucionales llevadas a cabo por la filial en Egipto:

**Aniversario de Sipetrol Egipto:** El 29 de mayo de 2015 tuvo lugar la celebración del 13° aniversario de ENAP Sipetrol Egipto. En la ocasión, se reconoció el trabajo de los anteriores y el actual presidente de Petroshahd, en un grato ambiente de camaradería.

**Mesa Redonda “Convención sobre Optimización de la Producción”:** Por segundo año consecutivo, ENAP Sipetrol Egipto fue el sponsor de este encuentro que reúne a representantes de importantes compañías petroleras a nivel internacional, entre ellos el presidente de EGPC.

**Gerente General de ENAP visita la filial:** Marcelo Tokman, Gerente General de ENAP, visitó esta filial entre el 16 y el 19 de junio. El objetivo fue interiorizarse de las operaciones que se llevan a cabo en el bloque East Ras Qattara (ERQ). Además, se reunió con el Presidente de EGPC, con el fin de confirmar la estrategia de ENAP para su negocio sostenible en el mercado de Egipto.

**Expo y Conferencia de la Sociedad de Ingenieros del Petróleo:** Representantes de esta filial y Petroshahd asistieron a este evento realizado entre el 14 y el 16 de septiembre, y que fue patrocinado por el Ministerio del Petróleo.

**Conferencia de la Sociedad Egipcia de Exploración del Petróleo:** El encuentro denominado “Alto Egipto y Recursos del Mar Rojo” analizó el futuro de la exploración y la producción del crudo, para apoyar las actividades petroleras que se llevan a cabo en esa zona y promover acuerdos de inversión. La conferencia tuvo lugar en Luxor los días 3 y 4 de octubre.

**Día de la Familia:** Esta jornada, que se realiza anualmente, reunió a los trabajadores de esta filial y sus familias el 30 de octubre. El evento incluyó por primera vez un taller denominado “No Aprendas Seguridad por Accidente”, con el objetivo de enseñar y reforzar el autocuidado y las medidas de seguridad, tanto en las labores diarias como en los hogares de los trabajadores.



**Seminario de Negocios:** La Asociación de Empresarios de Egipto organizó el encuentro “Comercio, Relaciones de Inversión y Oportunidades de Negocio”, el que contó con la presencia de una delegación chilena, encabezada por el Embajador en El Cairo, Fernando Zalaquett, y el Director de Relaciones Económicas del Ministerio de Relaciones Exteriores, Pablo Uriah. En la cita, a la que también asistieron altos ejecutivos de ENAP Sipetrol Egipto, se destacó el buen nivel de relaciones político-económicas que existe entre Chile y Egipto. Además, se exploró la posibilidad de firmar un Acuerdo de Libre Comercio entre ambos países.

**VII Conferencia INTERGAS del Petróleo, Gas y Petroquímicos:** El evento, que se realizó entre el 24 y 26 de noviembre, fue inaugurado por el ingeniero Mohamed El-Masry, Presidente de EGPC, y contó con la presencia de los nombres claves en la industria del petróleo y el gas. Las presentaciones y discusiones giraron principalmente en torno a nuevos descubrimientos y los pasos significativos que Egipto está dando con miras a asegurar su energía en el futuro.

# PREMIOS Y DISTINCIONES

---

8 DE MAYO

## REFINERÍA ACONCAGUA RECIBIÓ PREMIO DE ASIVA POR BUENAS PRÁCTICAS EMPRESARIALES

Por su aporte al desarrollo del capital humano a través de la capacitación, la Asociación de Industrias de la Quinta Región (ASIVA) distinguió a Refinería Aconcagua con el premio “Aporte Distinguido a la Sociedad: Programa Becas Sociales 2015”, en el marco de la 62° Junta Anual de Socios. Refinería Aconcagua recibió este premio por utilizar la capacitación para el bienestar y desarrollo de la sociedad, distinción que compartió con Codelco Ventanas.



24 DE AGOSTO

## CERRO SOMBRERO RECONOCE A ENAP POR APOORTE PATRIMONIAL Y PRODUCTIVO

El alcalde de la comuna de Primavera, Blagomir Brztilo, hizo entrega del presente en nombre del Concejo Municipal y la comunidad de Cerro Sombrero, e hizo hincapié en el rol estratégico que juega ENAP en el fortalecimiento de Primavera, ya que con el nuevo empuje que se le está dando a la extracción de hidrocarburos en Tierra del Fuego, ha ido en aumento el interés por vivir en ese apartado lugar.



28 DE AGOSTO

### ENAP MAGALLANES RECIBE PREMIO POR CARNAVAL DE INVIERNO 2015

Agradeciendo a todos el interés y el compromiso adquirido con una de las mayores fiestas de la Patagonia, el alcalde de Punta Arenas, Emilio Boccazzi, entregó los premios correspondientes al Carnaval de Invierno 2015, evento en el cual ENAP Magallanes obtuvo el primer lugar en carro alegórico Categoría A, y el tercer lugar en comparsa coreográfica. El premio en dinero recibido por la empresa ascendió a un total de \$1. 200. 000, y por segundo año consecutivo fue entregado como donación a tres instituciones dedicadas al trabajo con adultos mayores.



29 DE OCTUBRE

### ENAP RECIBE PREMIO TRANSPARENCIA CORPORATIVA 2015

ENAP recibió el segundo lugar del Premio Transparencia Corporativa 2015, ranking que por sexta vez organiza Chile Transparente y la Universidad del Desarrollo, con el patrocinio de KPMG, y que elabora la consultora Inteligencia de Negocios (IdN). La empresa, junto a Zofri y Codelco, encabezó el ranking de las estatales más transparentes del país. Según el listado, los avances más destacados los registraron ENAP (83,4 puntos), que mantuvo su puntuación elevada como en ediciones anteriores; y Zofri (84,2 unidades). También destacaron Codelco y Metro, con 83,1 y 74,3 puntos, respectivamente.



10 DE NOVIEMBRE

### DISTINGUEN A ENAP COMO LA EMPRESA MÁS VALORADA EN RUBRO ENERGÍA

Durante la Expo Capital Humano 2015, realizada en Santiago, se presentaron los resultados del Estudio de Marca Empleadora, que realizó por segundo año consecutivo el portal de empleos trabajando.com. Dentro del sector de Energía, ENAP fue la empresa ganadora por sobre Endesa y Copec. El sondeo conoció la percepción del mercado acerca de los atributos que son valorados de las empresas empleadoras en Chile. Participaron un total de 4.333 personas, entre 26 y 60 años (60 % hombres y 40 % mujeres), todos usuarios de este portal, que tiene un total de 6 millones de inscritos.





## GERENCIA DE ÉTICA Y CUMPLIMIENTO (COMPLIANCE)

---

La gerencia de Ética y Cumplimiento reporta al Directorio de ENAP, a través de su Comité de Auditoría, Riesgo y Ética. El objetivo de esta gerencia es materializar el compromiso que la empresa ha asumido con la ética, las buenas prácticas en los negocios y el cumplimiento de las normas que debe adquirir toda empresa socialmente responsable.

De esta forma, la misión es forjar el camino para que la compañía y todas las personas que pertenecen a ella, se identifiquen con los valores de ENAP y con la necesidad de desarrollar las buenas prácticas en todos los ámbitos en que interactúa la empresa, es decir, los trabajadores, las comunidades, los contratistas, los proveedores, los clientes, las autoridades y la sociedad en general.

De acuerdo a lo anterior, la gerencia de Ética y Cumplimiento busca incorporar en ENAP las herramientas necesarias para disminuir la probabilidad

de materialización de determinados riesgos que expongan el patrimonio o reputación de la empresa, centrando su acción en el desarrollo de un adecuado Programa de Buenas Prácticas. Este programa, al involucrar a todos los trabajadores de la empresa entregando una determinada metodología para actuar, crea en ENAP un mayor sentido de la responsabilidad, aspirando a ser de esta forma reconocida como una empresa responsable, transparente y sustentable, y que todos quienes trabajan en ella se sientan orgullosos de pertenecer a la organización.

## PRINCIPALES HITOS

### Actualización y Publicación del Código de Ética Corporativo

En diciembre se efectuó el lanzamiento de Código de Ética Corporativo, único para todas las filiales tanto en Chile como en Argentina y Ecuador, que constituye el sustento de las políticas de nuestra empresa en materia de probidad y transparencia.

Este trabajo de actualización responde a la necesidad de que los valores de ENAP sean reflejo de los cambios de la cultura interna y de la vida cotidiana de la empresa. En este marco se trabaja en un curso e-learning para todas las personas que forman parte de ENAP, sumado a capacitaciones y reflexiones presenciales.

### Conversatorios sobre Valores Éticos de ENAP

La actividad forma parte de un trabajo participativo que se orienta a impulsar una reflexión respecto de los valores de ENAP, de manera que éstos sean reflejo de los cambios de la cultura interna y de la vida cotidiana de la empresa. Estos conversatorios buscan entender las dinámicas que caracterizan la cultura de ENAP, desde la propia experiencia de sus trabajadores y trabajadoras, como también detectar los desafíos, brechas y oportunidades de trabajo que nos permitan integrar acciones para potenciar la vivencia de los valores al interior de ENAP.

Durante noviembre se realizaron dos conversatorios en Casa Matriz, mientras que en diciembre se efectuaron estas dinámicas en Buenos Aires y Pampa del Castillo (Argentina).

### Certificación del Modelo de Prevención de Delitos

La certificadora BH Compliance - una de las entidades registradas de certificación de Modelos de Prevención de Delitos de la Superintendencia de Valores y Seguros- otorgó a ENAP la certificación de adopción e implementación del Modelo de Prevención de Delitos (MPD).

El reconocimiento a ENAP responde a la ejecución de este Modelo de Prevención de Delitos conforme a los requisitos legales y de buenas prácticas, que establece la Ley 20.393 de Responsabilidad Penal de las Personas Jurídicas. Con esto se pretende garantizar

que ENAP cuente de forma permanente con un sistema preventivo, que refuerce y complemente los controles ante posibles riesgos.

### Suscripción de convenio con Chile Transparente

Un convenio de cooperación con Chile Transparente firmó ENAP en octubre. Por primera vez una empresa estatal suscribe un acuerdo de esta naturaleza, considerando que este es el capítulo chileno de Transparencia Internacional. El objetivo de este convenio es promover prácticas de transparencia y probidad dentro de la organización.

### Encuentros con proveedores y contratistas

Se realizaron encuentros con los principales proveedores y contratistas de cada Unidad de Negocio del país, con objeto de interiorizar y sociabilizar la Política de Conflicto de Intereses y de Regalos e Invitaciones, y principalmente el Modelo de Prevención de Delitos, los cuales persiguen mitigar el riesgo de comisión de delitos al interior de la empresa y en las relaciones comerciales, para que así se evite el cohecho, el financiamiento del terrorismo, el lavado de activos y, en general, cualquier otro delito que se pueda cometer.

### Programas de Educación

Para seguir consolidando una cultura de buenas prácticas en ENAP, la gerencia de Ética y Cumplimiento ha desarrollado y publicado una serie de videos educativos, con el objetivo principal de fortalecer la cultura ética en ENAP y promover un ambiente de respeto, colaboración y transparencia en la línea de los valores del Código de Ética. Las materias abordadas fueron de: política de regalos, invitaciones y beneficios, interacción con funcionarios públicos, modelo de prevención de delitos y conflictos de intereses.

Durante el año se continuó con la capacitación del Modelo de Prevención de Delitos en las distintas Unidades de Negocio en Chile, y se dio cobertura al 80 % del estamento ejecutivo. Asimismo, se realizaron capacitaciones relevantes a la Política de Conflictos de Intereses en todas las Unidades de Negocio de Chile y en la filial ENAP Sipetrol Argentina, en la oficina de Buenos Aires, cubriendo el 62 % de los cargos superiores.

También se realizaron diversos talleres sobre Inclusión y Equidad de Género, con el propósito de promover conductas que favorezcan un ambiente de trabajo

de respeto y colaboración, y con esto prevenir la discriminación y el mal trato. La actividad se dictó en las diferentes Unidades de Negocio en Chile. En esta línea también se comenzó en Casa Matriz con un taller sobre Discernimiento Ético, que se espera continuar durante 2016 en las otras unidades.

### Política de Diversidad e Inclusión

Como parte de las buenas prácticas laborales que contribuyan a favorecer un clima de respeto y colaboración entre quienes se desempeñan en ENAP, la gerencia de Ética y Cumplimiento ha trabajado en el desarrollo de una Política Corporativa de Diversidad e Inclusión, que busca promover los compromisos de no discriminación y valoración de la diversidad. Esta política fue aprobada por el Directorio de la empresa en enero de 2016.

### Diseño y desarrollo de Sistema de Declaraciones

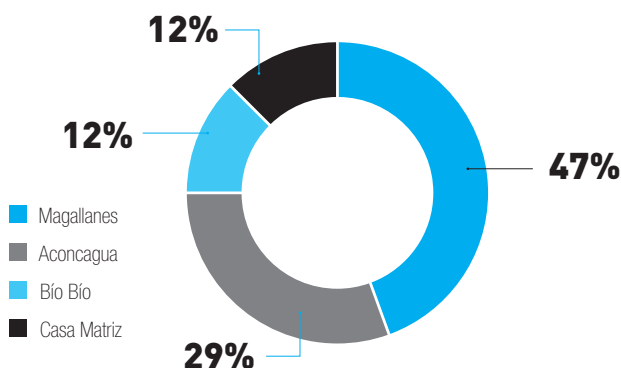
La gerencia de Ética y Cumplimiento desarrolló un sistema de declaraciones online, que tiene por objetivo aclarar y facilitar las declaraciones en distintos aspectos, ya sea Conflicto de Intereses, Regalos e Invitaciones, Reuniones con Funcionarios Públicos u otras que puedan surgir más adelante. El propósito de dicho sistema va en la línea de las buenas prácticas laborales, que contribuyen a la transparencia en los negocios y objetividad en la toma de decisiones. Las declaraciones se realizarán en un sistema en línea y se remitirán a la jefatura directa del declarante, a la gerencia de Ética y Cumplimiento y a las gerencias que correspondan.

### Gestión e investigación de la Línea de Consultas y Denuncias ENAP Responde

En 2015 ENAP Responde recibió 103 presentaciones, 4 más que en 2014, y se distribuyeron de manera muy equitativa entre denuncias (51) y consultas (52). El 49 % de los casos se recibieron a través de e-mail, mientras que el 45 % se ingresaron al sistema a través de la web de la empresa.

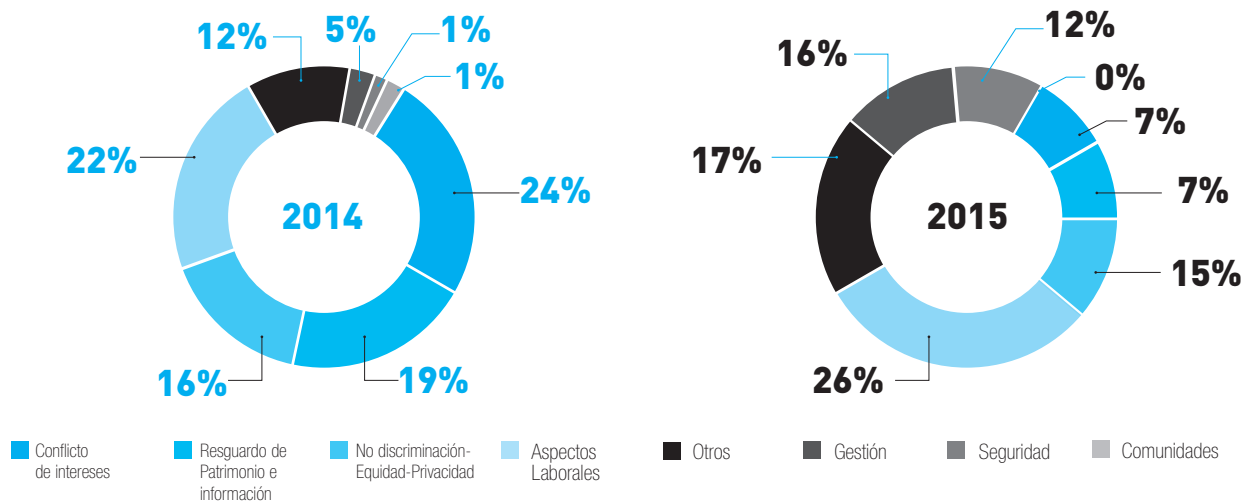
En cuanto a la distribución de las denuncias por Unidad de Negocio, el 47 % se relaciona con ENAP Magallanes, lo que es proporcional al número de trabajadores de esa Unidad de Negocio, respecto del total de la empresa.

#### DENUNCIAS POR UNIDAD DE NEGOCIO



En los resultados del presente ejercicio destaca la disminución de las denuncias relativas a Conflictos de Interés, de un 24 % en 2014 a un 7 % en 2015. Esto debido a que durante 2015 hubo una intensa capacitación sobre la Política de Conflictos de Interés, a través de talleres participativos y un curso e-learning.

#### DISTRIBUCION DE MATERIAS





## GESTIÓN INTEGRAL DE RIESGOS

---

Durante 2015 ENAP dio inicio a una mejora al Modelo de Gestión de Riesgos vigente desde 2012. A partir de un diagnóstico realizado por una empresa líder en materia de riesgos en la industria de Oil&Gas, se definieron ámbitos de acción de mejora que permitan a ENAP avanzar hacia las mejores prácticas de la industria.

Para ello, se estructuró un proyecto de mejoramiento definiendo cuatro pilares, partiendo de las definiciones del modelo vigente:

**GOBIERNO DE RIESGOS:** incluye definiciones de roles y responsabilidades, Políticas y Metodologías y las definiciones estratégicas de apetito y tolerancia a los riesgos.

**MODELO DE PROCESOS:** incluye los elementos relacionados con la identificación, evaluación, mitigación y monitoreo de los riesgos, con soporte de modelos cualitativos y cuantitativos basados en las mejores prácticas internacionales.

**MODELO ORGANIZACIONAL:** estructura organizacional interna para dar soporte a la gestión integral de riesgos, además de desarrollar e implementar la capacitación necesaria para cumplir con los desafíos en esta materia.

**HERRAMIENTAS TECNOLÓGICAS:** búsqueda e implementación de la(s) herramienta(s) tecnológica(s) que mejor se adapten a la necesidad de la Gestión Integral de Riesgos y a las definiciones metodológicas acordadas.

Dicho proyecto se inició dentro del último trimestre del año y su término se tiene contemplado dentro del segundo semestre de 2016.



## EFICIENCIA ENERGÉTICA

---

Durante 2015, la Dirección de Eficiencia Energética, a cargo de la gerencia de Planeamiento y Gestión, avanzó en tres iniciativas con miras al cumplimiento de los objetivos trazados en el marco del Convenio de Cooperación firmado en julio de 2014 por ENAP y el Ministerio de Energía, para impulsar el uso eficiente de los recursos energéticos.

En este contexto, en junio de 2015 comenzaron las Auditorías Energéticas, con el propósito de generar un diagnóstico de los procesos productivos de las Unidades de Negocio en Chile e identificar oportunidades de mejoras, que se traducirán en un Portafolio de Proyectos de Inversión (PPI).

Estos proyectos, con potencial de mejoramiento del rendimiento energético, deberán contar con viabilidad técnica, ambiental y financiera; permitiendo a las operaciones generar ahorros y fortalecer su competitividad. Para el desarrollo de esta iniciativa, se contrató a la empresa francesa AXENS. Los resultados finales se darán a conocer en abril de 2016.

Asimismo, en agosto de 2015, comenzó la implementación del Sistema de Gestión de Energía ISO 50.001, en las Unidades de Negocio en Chile, cuyo objetivo es mejorar el desempeño energético, aumentar la eficiencia energética y reducir los impactos ambientales, así como incrementar las ventajas competitivas, todo esto sin disminuir la productividad. El desarrollo de este proyecto, a cargo de la consultora chilena POCH, se extenderá por 13 meses.

Otra iniciativa consistió en sensibilizar a la empresa respecto de temas de eficiencia energética. Contar con el compromiso y la motivación de todos los trabajadores es fundamental para lograr implementar de manera exitosa el Plan Estratégico al 2025 de ENAP en materia de gestión energética.

De este modo, se coordinaron actividades con la Dirección de Comunicaciones de ENAP y MAS Consultores, para desarrollar videos explicativos y una herramienta e-learning con el objetivo de difundir y capacitar acerca de la importancia de la eficiencia energética, así como los alcances y beneficios de las auditorías y el Sistema de Gestión de Energía en vías de implementación. Además, se realizaron diversas charlas y capacitaciones de expertos de la Agencia Chilena de Eficiencia Energética y del Ministerio de Energía, en ENAP Casa Matriz y filiales en nuestro país.

ENAP asume que la eficiencia energética es fundamental para el desarrollo sustentable de nuestro país, y a través de la implementación de estas iniciativas, se compromete por un futuro mejor para todos.

# ANÁLISIS DE RIESGO DE MERCADO

---



ENAP participa en la exploración y producción de hidrocarburos a través de su filial ENAP Sipetrol S. A. y, en la refinación, transporte, almacenamiento y comercialización de los productos derivados del petróleo a través de ENAP Refinerías S. A. La refinación y comercialización de sus productos en Chile representa una parte sustancial de las operaciones de ENAP.

La empresa accede al mercado internacional para el suministro de petróleo crudo y productos, situación que le permite asegurar el abastecimiento y el cumplimiento de sus compromisos comerciales. El abastecimiento de petróleo crudo de ENAP Refinerías S. A. se obtiene mayoritariamente desde Sudamérica y África, siendo los principales proveedores Brasil, Ecuador y Angola. Las refinerías de la compañía cuentan con las instalaciones necesarias para la recepción y el almacenamiento de esta materia prima. En cuanto al origen de las importaciones de productos refinados, durante el último año éstos provinieron principalmente de Estados Unidos.

El negocio de ENAP Refinerías S. A. consiste principalmente en la compra de crudos en el mercado internacional para su refinación y posterior venta de los productos así elaborados en el mercado doméstico, de acuerdo a su política de precios de paridad de importación. El margen de refinación se encuentra afecto a la fluctuación de los precios internacionales del petróleo crudo, de los productos refinados y

al diferencial entre ambos (margen internacional o “crack”). Considerando un nivel de refinación promedio de 65 millones de bbl al año, una variación de US\$ 1 /bbl en el crack tendría, *ceteris paribus*, un impacto en resultados de U\$ 65 millones en una dirección u otra.

Como estrategia central para enfrentar el riesgo de variación del margen de refinación, ENAP ha orientado sus inversiones al incremento de su flexibilidad productiva y de la calidad de sus productos. Hasta ahora no se han contratado derivados financieros para fijar el margen de refinación, pero se están monitoreando permanentemente los niveles de precios ofrecidos por el mercado.

Los riesgos relevantes para el negocio están esencialmente en el margen de refinación y en las fluctuaciones de precios en los mercados internacionales de crudo y productos, debido al tiempo que transcurre entre el momento de la compra (embarque) de los crudos y la venta de los productos refinados a partir de éstos.

Para cubrir este último riesgo, se efectúan coberturas del tipo *Time Spread Swaps*. Dichas estrategias de cobertura son complementadas con el uso de contratos de venta swap de productos refinados. Dada la alta volatilidad del precio del crudo, la administración ha continuado con la política de contratación de coberturas que permitieran minimizar el impacto de eventuales bajas repentinas y

significativas en el precio del crudo, considerando el ciclo del negocio de refinación, por el desfase entre los precios de venta de los productos y el costo del crudo refinado.

No obstante lo anterior, es importante mencionar que estos instrumentos por su naturaleza y forma de operar, protegen de las variaciones de precios del crudo, pero no aseguran en un 100% la eliminación de efectos en resultados producto de la volatilidad en la compra de materia prima.

Adicionalmente, la compañía ha efectuado operaciones del tipo *Swap* de Diferencial, el cual tiene por objetivo fijar el precio de aquellos embarques indexados a los marcadores WTI ó DTD al marcador Brent ICE. En cada licitación de compra de petróleo crudo, la decisión de comprar una u otra alternativa ofrecida se toma en base a un modelo de optimización que toma en cuenta, entre otras variables, un margen de refinación proyectado sobre el marcador Brent ICE.

Por lo anterior, al adjudicar una propuesta de petróleo crudo a una oferta denominada en marcador WTI

ó DTD, es de relevancia asegurar que el diferencial entre dicho marcador y el Brent ICE en el momento que se tomó la decisión de compra no se deteriore en forma significativa, con el fin de mantener el criterio de optimización que primó al momento de adjudicar la compra de dicho crudo.

El tipo de cambio es otro de los factores de riesgo del negocio, debido a que parte importante de los ingresos son en pesos y los pasivos en dólares. Este factor se ve minimizado por la política de cobertura de tipo de cambio de cuentas por cobrar y de precios de productos basada en la paridad de importación indexada en dólares, situación que se analiza en forma periódica para mantener una posición competitiva, considerando la libertad de precios y de importación que existe en Chile.

El valor razonable, de los contratos *forward* de moneda, es calculado tomando como referencia a los tipos de cambio *forward* actuales de contratos con similares perfiles de vencimiento. El valor razonable del *swap* de diferencial, es calculado utilizando las tablas de contratos de futuros de los marcadores relevantes (WTI Nymex, DTD Brent o ICE Brent).

El respectivo análisis de sensibilidad para cada uno de los riesgos de mercado identificados, está en la Nota N° 4 a los Estados Financieros consolidados de ENAP.

## SÍNTESIS DE RESULTADOS

A pesar de la volatilidad de la industria y del escenario económico internacional adverso, ENAP alcanzó resultados históricos al 31 de diciembre de 2015. El EBITDA generado al 31 de diciembre de 2015 alcanzó a US\$ 742 millones, lo que se compara positivamente con US\$ 621 millones generados en igual ejercicio del año anterior.

En esa misma línea, el patrimonio de ENAP alcanzó los US\$ 701 millones al 31 de diciembre de 2015, incrementándose en US\$ 155 millones respecto del 31 de diciembre de 2014. Finalmente, la utilidad al 31 de diciembre de 2015 ascendió a US\$ 170 millones, generando una variación positiva de US\$ 13 millones en comparación con la utilidad al 31 de diciembre de 2014, la que llegó a US\$ 157 millones.



El margen bruto se incrementó en US\$ 142 millones en 2015 comparado con 2014, alcanzando los US\$ 643 millones al cierre de 2015. Esta variación positiva de US\$ 142 millones en el margen bruto se explica principalmente por un aumento de US\$ 243 millones en el margen bruto de la Línea de Negocio de Refinación y Comercialización (R&C), una disminución de US\$ 121 millones en el margen bruto de la Línea de Negocio de Exploración y Producción (E&P) y un incremento del margen bruto de US\$ 20 millones en la nueva Línea de Negocio de Gas y Energía (G&E), que se presenta a partir de este año.

La variación positiva del margen bruto de la Línea de Negocio de R&C se explica por el incremento de aproximadamente 5,5 US\$/bbl del margen de refinación a diciembre de 2015 comparado con el ejercicio 2014. A esto, se suma el costo de compra promedio de la materia prima, que pasó de 98 US\$/bbl al 31 de diciembre de 2014 a 51 US\$/bbl al 31 de diciembre de 2015, sumado esto a la optimización en la canasta de compra de crudo. Adicionalmente, se suma una baja en los costos no crudo, principalmente costos de energía (GNL, energía eléctrica, vapor, etc.).

La disminución del margen bruto de la Línea de Negocio de E&P, se debe la disminución en el margen de Argentina por cambio en el mix de ventas, menor volumen de exportación y menores precios en el mercado local; la disminución en el margen de Egipto debido al menor precio de crudo en 46% en comparación con 2014, lo que impacta negativamente en los ingresos y a la disminución en el margen en E&P Magallanes por menores ingresos de crudo, debido a menores precios que en 2014.

Lo anterior se compensa levemente con el aumento de margen en Ecuador, asociados a mayores ingresos de ventas de servicios petroleros por mayor volumen y precio.

## ESTADO DE RESULTADOS

### INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS

La disminución en los ingresos por venta de productos propios (US\$ 2.882 millones), se explica principalmente por la reducción del precio internacional



de los productos, lo cual repercute en los precios de venta en el mercado local.

El precio de venta promedio de productos propios disminuyó desde 115,9 US\$/bbl durante 2014 a un promedio de 71,7 US\$/bbl durante 2015 (38,1%).

Con respecto a la venta de producto importados de R&C (diésel, gasolinas y petróleo combustible), éstas totalizaron una venta de 1.910,4 Mm<sup>3</sup> en el ejercicio 2015, lo cual se compara con los 1.659,4 Mm<sup>3</sup> del ejercicio anterior. Este aumento de 15,1% se explica, principalmente, para cubrir una parte de la menor producción propia derivada del mantenimiento mayor programado (paro de planta) realizado en Refinería Bío Bío.

No obstante lo anterior, la reducción del precio internacional de los productos explica que a nivel de ingresos se refleje una baja de US\$ 216 millones entre ambos ejercicios.

Las ventas de gas natural importado (Línea de Negocio G&E) alcanzaron los 31,1 millones de MMBtu durante 2015, levemente superior a los 29,9 millones de MMBtu de venta durante 2014. La baja en el ingreso se debe a menores precios del commodity en el mercado internacional.

Los ingresos por venta en E&P disminuyeron en US\$ 116 millones, originado principalmente en Egipto con una disminución de US\$ 47 millones, debido al menor precio de crudo en comparación con 2014 (Brent 2015: US\$ 53,64/bbl vs. Brent 2014: US\$ 99,51/

bbl); Argentina US\$ 45 millones por cambio en el mix de ventas, menor volumen de exportación y menores precios en el mercado local, y en Magallanes con un menor ingreso de US\$ 31 millones debido al menor precio de crudo.

Lo anterior se compensa en parte por un aumento en Ecuador de US\$ 7 millones, asociados a mayores ingresos de crudo por mayor volumen y precio.

Los ingresos asociados a la compensación del Estado, que cubre el menor valor que se obtiene de las ventas de gas producido en la Región de Magallanes, ascendieron a US\$ 79,8 millones (US\$ 56 millones a diciembre de 2014).

## **COSTOS DE VENTAS**

En línea con la baja en los ingresos, los costos de ventas de ENAP al 31 de diciembre de 2015 disminuyeron en US\$ 3.628 millones, aumentando el margen de beneficio bruto a 10%, en contraste con el 5% para el ejercicio anterior.

La baja en el costo de venta de US\$ 3.628 millones, se explica, principalmente, por la variación en el costo de compra de crudo, que disminuyó US\$ 3.001 millones (47,9%), lo que se explica por una baja en el precio del costo promedio de la materia prima, que pasó de 98,3 US\$/bbl durante 2014, a 50,9 US\$/bbl durante 2015, relacionado con la caída del precio internacional y a la optimización del proceso de compra de crudo.

Formando parte del costo de compra de crudo, se incluyen el efecto neto (cargo o abono) de la liquidación de coberturas *Time Spread Swap* durante el ejercicio, abono neto de US\$ 316,381 millones por el ejercicio 2015 y abono neto de US\$ 467,725 millones por el ejercicio 2014, las cuales tuvieron por objetivo desplazar, financieramente, la ventana de toma de precios de los embarques de crudo y ajustarla a las fechas donde los productos refinados toman precio, para así tener costos de inventario que estén en línea con los precios de los productos que se van a vender, mitigando por medio de

la cobertura del costo de venta, el *time spread* al que la empresa se encuentra expuesta de manera natural.

Los costos variables disminuyeron en US\$ 57 millones, principalmente por menores costos de energía (GNL, energía eléctrica, vapor y consumo interno). Por otra parte, el aumento de los costos en logística corresponde principalmente a sobrestadía de crudos y productos, asociada a compras anticipadas, los cuales están incorporados en la correspondiente evaluación económica.

## **MARGEN PRIMO**

El margen primo unitario aumentó en 5,5 US\$/bbl respecto del año anterior, lo cual está asociado al comportamiento de los márgenes internacionales para productos derivados del petróleo durante el ejercicio.

## **VARIACIONES OTROS RUBROS**

Los otros gastos por función aumentaron US\$ 63 millones, al pasar de US\$ 41 millones al 31 de diciembre de 2014 a US\$ 104 millones al 31 de diciembre de 2015, debido, principalmente, a los resultados de campañas exploratorias y pozos secos asociados directamente a la mayor actividad en la Región de Magallanes, por US\$ 32 millones, nuevas provisiones por US\$ 20 millones en el área medioambiental y por la recuperación de platino en catalizadores.

También en 2015, la filial ENAP Sipetrol Argentina S. A. debió reconocer un deterioro de US\$ 21 millones de inversión en el yacimiento Campamento Central-Cañadón Perdido, dada la profundización del escenario de bajos precios internacionales del petróleo al 31 de diciembre de 2015. Dicho monto se compensó parcialmente por menores costos en otros conceptos, respecto de 2014, en US\$ 10 millones.

Los costos de distribución aumentaron US\$ 21 millones, al pasar de US\$ 183 millones al 31 de diciembre de 2014, a US\$ 204 millones al 31 de diciembre de 2015 (11,5%), debido a mayores costos de personal por

US\$ 4 millones, mayores costos de fletes (marítimos y oleoductos) por US\$ 5 millones y otros costos (depreciación), por US\$ 12 millones.

Los costos financieros, por su parte, tuvieron un aumento de US\$ 12 millones (6,7%) al pasar de US\$ 179 millones acumulado al 31 de diciembre de 2014, a US\$ 191 millones al 31 de diciembre de 2015. Principalmente se registró un aumento de US\$ 20 millones en la cuenta intereses de obligaciones con el público, asociado con la emisión de fines de octubre de 2014 de un bono del tipo 144 A en el mercado estadounidense, a una tasa de interés de 4,375% anual por un monto de US\$ 600 millones, que refinanció créditos de corto plazo, compensado con una disminución de intereses de préstamos financieros por US\$ 8 millones.

Los otros ingresos por función disminuyeron US\$ 11 millones, al pasar de US\$ 37 millones al 31 de diciembre de 2014, a US\$ 26 millones al 31 de diciembre de 2015 (29,7%). Esta disminución se explica por menores ingresos asociados con participación en el negocio de Petropower Energía Ltda., por US\$ 8 millones, y menores ingresos por recupero de indemnizaciones (US\$ 2 millones) y otras variaciones por US\$ 1 millón.

El rubro participación en asociadas disminuyó US\$ 4 millones, al pasar de US\$ 19 millones al 31 de diciembre de 2014, a US\$ 15 millones al 31 de diciembre de 2015 (21,1%). Principalmente disminuyeron: Gasoducto del Pacífico (Chile) S. A. US\$ 4 millones, Innergy Holding S. A. US\$ 2 millones y GNL Chile S. A. US\$ 1 millón, compensados en parte por los aumentos en: Petropower Energía Ltda. US\$ 1 millón y en la Empresa Nacional de Geotermia (ENG) no se tuvo la pérdida de US\$ 1 millón que se reflejó en 2014.

La diferencia de cambio pasó de un saldo negativo de US\$ 8 millones al 31 de diciembre de 2014, a US\$ 3 millones negativos al 31 de diciembre de 2015. Ambos valores incorporan el costo de las coberturas de cuentas por cobrar. Dichas coberturas consisten en contratos forward que permiten fijar el tipo de cambio a futuro, en previsión del riesgo de pérdida por las cuentas por cobrar a clientes denominadas en pesos.

Adicionalmente, dado que la cobertura de las cuentas por cobrar se inicia entre 7 y 10 días antes de que se origine la cuenta por cobrar, fecha en que toma precio el inventario, la contrapartida a esta cobertura en el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2015, se presenta formando parte del margen bruto.

El rubro impuesto a la renta reflejó un beneficio de US\$ 77 millones al 31 de diciembre de 2015, lo que se compara con el beneficio de US\$ 87 millones obtenido al 31 de diciembre de 2014.

## ACTIVOS

Al 31 de diciembre de 2015, el total de activos presenta una disminución de US\$ 203 millones con relación al existente al 31 de diciembre de 2014. Esta disminución se genera, principalmente, por las variaciones experimentadas en los saldos de los siguientes rubros:

- El rubro inventarios refleja una disminución de US\$ 192 millones (25,3%) con respecto al 31 de diciembre de 2014. Las principales variaciones son el efecto compensado de:
  - Un menor valor del inventario de productos, que disminuye US\$ 176 millones, de US\$ 448 millones al 31 de diciembre de 2014, a US\$ 272 millones al 31 de diciembre de 2015, explicado por un menor precio en el costo unitario de las existencias, 87,8 US\$/bbl al 31 de diciembre de 2014 versus 56,5 US\$/bbl al 31 de diciembre de 2015; compensado levemente por un aumento en el volumen de inventario de productos desde 901,6 Mm<sup>3</sup> a 946,3 Mm<sup>3</sup>. Adicionalmente, al 31 de diciembre de 2015 y 2014 se ha ajustado el valor contable de los productos al valor neto realizable, por un valor de US\$ 59 millones y US\$ 72 millones, respectivamente, el que tiene su compensación a través de las operaciones de cobertura efectuadas por la empresa, y que se ven reflejadas en el rubro costo de ventas.
  - El inventario de crudos para refinación, aumentó en US\$ 1 millón desde US\$ 220 millones a US\$ 221 millones (0,3%), explicado principalmente



por un efecto compensado entre un aumento en el volumen de inventarios, que pasó a 1.003,0 Mm<sup>3</sup> al 31 de diciembre de 2015, y el efecto de una disminución de los precios internacionales del crudo, según los valores unitarios comentados precedentemente. Adicionalmente, al 31 de diciembre de 2015 y 2014 se ha ajustado el valor contable del crudo al valor neto realizable, lo cual corresponde a su valor de reposición, por un valor de US\$ 25 millones y US\$ 123 millones, respectivamente, el que tiene su compensación a través de las operaciones de cobertura efectuadas por la empresa y que se ven reflejadas en el rubro costo de ventas.

- Además de una disminución en el stock de materiales de bodegas y en tránsito por US\$ 17 millones.
- Una disminución de US\$ 121 millones (57,3%) en la cuenta otros activos financieros corrientes respecto a diciembre de 2014, producto de la posición de cierre de los derivados de coberturas, principalmente Time Spread Swap (TSS), que disminuye desde US\$ 211 millones al 31 de diciembre de 2014, a US\$ 87 millones al 31 de diciembre de 2015, compensado con US\$ 4 millones, que corresponde a porción corto plazo de recepción de bonos de nación Argentina por el programa Petróleo Plus.
- Una disminución en la cuenta deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes de US\$ 68 millones (9,7%), lo que se explica por una

disminución en los precios promedio de venta respecto de diciembre de 2014, compensada con un aumento del volumen físico de venta en el mismo período.

Lo anterior se ve compensado principalmente por:

- Un aumento de US\$ 127 millones en el rubro activos por impuestos diferidos (16,7%), asociado a pérdidas fiscales de ENAP, que en el ejercicio 2015 alcanzaron US\$ 219 millones, cuyo crédito alcanza al 65% de dichas pérdidas. Lo anterior fue compensado con una disminución en las pérdidas fiscales de la filial ENAP Refinerías S. A., por US\$ 186 millones, y otras variaciones de impuestos diferidos por US\$35 millones.
- Un aumento de US\$ 62 millones en el rubro propiedades, planta y equipo, neto que pasa de US\$ 2.736 millones al 31 de diciembre de 2014, a US\$ 2.798 millones al 31 de diciembre de 2015 (2,3%), lo cual corresponde a un efecto compensado entre un aumento de las inversiones de la Línea de Negocio de Exploración y Producción (E&P), de US\$ 104 millones; un aumento de las construcciones en curso de US\$ 32 millones, asociados principalmente a los inicios de los trabajos en la planta de cogeneración en Refinería Aconcagua, y la disminución de planta y equipos por US\$ 79 millones y otros por US\$ 5 millones.
- Un aumento de US\$ 20 millones en el rubro inversiones contabilizadas por el método de la participación (15,7%), debido a aumento de capital en Geotérmica del Norte S. A. por US\$ 20 millones.

## PASIVOS

Al 31 de diciembre de 2015, los pasivos en su conjunto disminuyeron en US\$ 358 millones (7,0%) con relación a los pasivos vigentes al 31 de diciembre de 2014. Las principales variaciones corresponden a:

- Las cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar, disminuyeron en US\$ 294 millones

(40,3%), principalmente, debido a la disminución de las cuentas con proveedores extranjeros por pago de compra de crudo.

- El nivel de otros pasivos financieros corrientes y no corrientes disminuyó en US\$ 29 millones, principalmente, debido a amortización de capital de deuda bancaria con BNP Paribas por US\$ 43 millones, compensado, principalmente, por aumento de pasivos financieros de corto plazo por US\$ 14 millones.
- Una disminución de US\$ 29 millones (18,5%) en la cuenta otros pasivos corrientes respecto de diciembre de 2014, cuyo principal componente es la cuenta pasivos por impuestos corrientes, que disminuye de US\$ 99 millones al 31 de diciembre de 2014, a US\$ 72 millones al 31 de diciembre de 2015, principalmente por una disminución de US\$ 20 millones en impuesto específico a los combustibles y disminuciones menores en impuesto de retención (US\$ 3 millones), impuesto a la renta por pagar (US\$ 3 millones) y US\$ 1 millón de disminución en regalías y derechos de explotación.
- Las cuentas por pagar a entidades relacionadas, corriente, disminuyeron en US\$ 7 millones (15,2%), principalmente, debido a una disminución en las cuentas por pagar a Petropower

Energía Ltda. por servicios devengados por US\$ 11 millones, compensado por un aumento de US\$ 5 millones en cuentas por pagar a Codelco y otras variaciones por US\$ 1 millón.

## PATRIMONIO

- El Patrimonio aumentó en US\$ 155 millones (28,4%) al 31 de diciembre de 2015, respecto del 31 de diciembre de 2014, producto del resultado del ejercicio de US\$ 170 millones, un cargo neto asociado a reservas de cobertura por US\$ 13 millones, de cambios en otros resultados integrales, y un cargo de US\$ 2 millones asociado a efectos de cambios en otros resultados integrales.

## POLÍTICA DE DIVIDENDOS / UTILIDAD DISTRIBUIBLE

El Fisco de Chile, a través del Ministerio de Hacienda, puede ordenar el traspaso a Rentas Generales de la Nación, anticipos y/o utilidades generadas por ENAP, de acuerdo con lo establecido en el artículo 29 del Decreto Ley 1.263, de 1975.

Posteriormente el Ministerio de Hacienda mediante Oficio N° 1292, de fecha 15 de julio de 2012, y Oficio N° 1125, de fecha 20 de mayo de 2013, en virtud de la situación financiera que atraviesa la empresa, resolvió autorizar una política de distribución de utilidades con el

## TIPO DE CAMBIO.DÓLAR OBSERVADO



objetivo de contribuir a la estabilidad y recomposición del patrimonio de la compañía, lo que consiste en mantener la revisión anual de la situación financiera de la empresa, para decidir si corresponde autorizar la capitalización de las utilidades de las filiales y de la matriz, en tanto se mantenga la situación de pérdida tributaria.

La política de reparto de dividendos de las sociedades filiales de ENAP, se basa en las instrucciones impartidas en el Oficio N° 526, de fecha 3 de julio de 2006, del Ministerio de Hacienda, el cual establece el traspaso del 100% de las utilidades anuales de éstas. Durante 2014, el Ministerio de Hacienda de acuerdo a Oficio N° 2150/2014, resolvió suspender para los años 2014 y 2015 la política de distribución del 100% de las utilidades de las filiales de ENAP.

### **POLÍTICA DE DIVIDENDOS AÑO 2015 DE LAS FILIALES DE ENAP**

ENAP Refinerías S. A. , en la 34° Junta Ordinaria de Accionistas, celebrada el 27 de abril de 2015, sus accionistas dejaron constancia que no procede la distribución de dividendos, hasta que la sociedad absorba las pérdidas acumuladas, que ascienden a US\$1.074 millones al 31 de diciembre de 2014.

ENAP Sipetrol S. A. , en la 25° Junta Ordinaria de Accionistas, celebrada el 27 de abril de 2015, sus accionistas, aprobaron por unanimidad no repartir las utilidades del ejercicio 2014 como dividendos a los accionistas.

Con fecha 16 de junio de 2015, el Ministerio de Hacienda, según Oficio Ord. N° 1545, autorizó a la filial ENAP Sipetrol S. A. capitalizar las utilidades correspondientes al ejercicio 2014, por un monto de US\$ 114,594 millones, cuyo traspaso al Fisco fue transitoriamente suspendido mediante Ord. N° 1590 del año 2013.

### **REPARTO DE DIVIDENDOS DE LAS FILIALES DE ENAP**

ENAP Refinerías S. A. en su 34° Junta Ordinaria de Accionistas, celebrada el 27 de abril de 2015, acordó por unanimidad dejar expresa constancia que no procede la distribución de dividendos con cargo a las utilidades obtenidas por la sociedad durante el ejercicio correspondiente al año 2014, en razón de que la sociedad registra pérdidas acumuladas que exceden el monto de dichas utilidades. (Artículo 78 Ley 18.046 de Sociedades Anónimas).

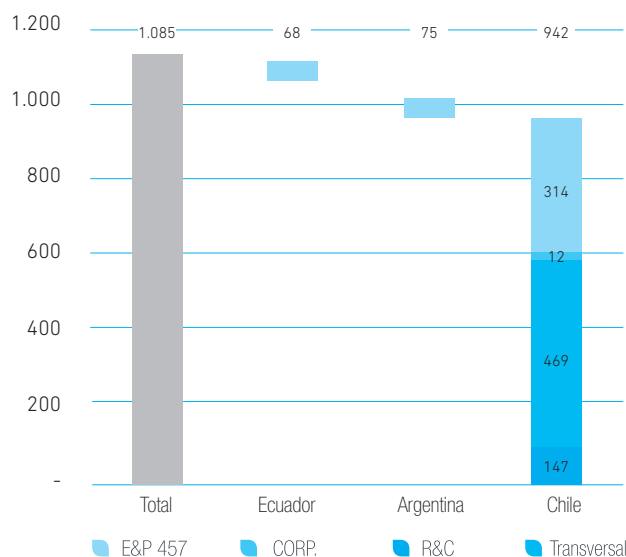
ENAP Sipetrol S. A. en su 25° Junta Ordinaria de Accionistas, celebrada el 27 de abril de 2015, acordó por la unanimidad de los accionistas no repartir las utilidades generadas por el ejercicio económico 2014 y En 30° Junta Extraordinaria de Accionistas, de fecha 16 de noviembre de 2015, se acordó aumentar el capital de la sociedad, de US\$ 524,628 millones, a US\$ 639,222 millones. Es decir, aumentar el capital en US\$ 114,594 millones, mediante la capitalización de las utilidades obtenidas en el ejercicio 2014, sin emisión de nuevas acciones y manteniéndose las participaciones accionarias actual de ENAP y ENAP Refinerías S. A.

# APROVISIONAMIENTO



## VOLUMEN DE COMPRAS Y CONTRATACIONES

En 2015, ENAP realizó compras de bienes y contrataciones de servicios por un total de US\$ 1.085 millones (excluyendo la compra de crudo). Más de un 75% del monto total corresponde a contrataciones de servicios, y el porcentaje restante a compra de bienes.



\* Montos en millones de USD. Excluye compra de crudo.

## PROPUESTA DE VALOR Y SUSTENTABILIDAD

Un elemento clave en la gestión de Aproveccionamiento en sus procesos de compra de bienes y contratación de servicios es la sustentabilidad, hecho que se refleja en la Propuesta de Valor de la gerencia de Aproveccionamiento de ENAP: Impulsar soluciones que contribuyen a la sustentabilidad del negocio.

Esta sustentabilidad abarca cuatro dimensiones:

**Seguridad y Prevención de Accidentes.** Los contratistas de la empresa deberán estar alineados con los estándares de seguridad y prevención de accidentes que adopta ENAP.

**Cuidado del Medio Ambiente.** ENAP exige a sus contratistas y proveedores el riguroso cumplimiento de las normas ambientales vigentes. Por otro lado, Aproveccionamiento, en estrecha colaboración con las Líneas de Negocio, busca desarrollar entre los proveedores de la empresa la adopción de innovaciones tecnológicas que permitan reducir el impacto ambiental en las operaciones de ENAP.

**Sustentabilidad Económica.** Las compras y contrataciones de ENAP deberán realizarse a precios competitivos para resguardar el patrimonio de la empresa y hacer sostenibles en el tiempo sus Líneas de Negocio.

**Relación con Comunidades.** Aproveccionamiento propicia que empresas locales y Pymes de las comunidades donde opera ENAP participen activamente en los procesos de contratación y compra, y tengan la oportunidad de demostrar su competencia técnica y competitividad económica.

Las decisiones de adjudicación de un proceso en ENAP son tomadas a partir de una evaluación integral que considera las dimensiones antes mencionadas, así como tiempo u oportunidad y calidad técnica de cada una de las propuestas.

La gerencia de Aprovisionamiento, en su posición de interfaz entre las necesidades del negocio y el mundo de proveedores y contratistas, asume un rol clave para impulsar soluciones de sustentabilidad con los proveedores de ENAP, e interactúa con ellos en diferentes niveles e instancias: primero, en el adecuado diseño de los procesos de contratación y compra, y en evaluar a los oferentes en las diferentes dimensiones de sustentabilidad (por ejemplo, descalificación de un oferente con alta tasa de accidentabilidad e impulsar con el proveedor planes de mitigación de riesgo para el desarrollo de competencias en materia de seguridad).

En este contexto, cabe destacar la metodología de evaluación de seguridad de empresas proveedoras que se implementó en 2015, en conjunto con la gerencia de Seguridad y Salud Ocupacional, y que establece los requisitos exigibles al proveedor en función del análisis de riesgo de cada servicio.

Segundo, en la gestión con el contratista durante el período de ejecución del servicio, en el cual se realiza la administración del contrato impulsando el desempeño y mejora continua de los contratistas (por ejemplo, reuniones con la alta gerencia del contratista para impulsar mejoras en sus procedimientos de prevención de accidentes).

Tercero, en desarrollar con los proveedores y contratistas de la empresa la integración de nuevos modelos de gestión e innovaciones tecnológicas que le permitan a ENAP operar de manera más sustentable (por ejemplo, automatización para reducir la exposición de los trabajadores a la línea de fuego).

## GESTIÓN INTEGRAL DE PROVEEDORES

Durante 2015 comenzó la implementación del Programa Gestión Integral de Proveedores (GIP), cuyo objetivo es alinear las capacidades de los proveedores con los desafíos de las Líneas de Negocio de ENAP mediante una estrategia de trabajo colaborativa.

La gerencia de Aprovisionamiento impulsó la identificación de un total de 15 desafíos de alta importancia y valor en las Líneas de Negocio, evaluados y priorizados en las dimensiones de sustentabilidad, para luego presentar estos desafíos a los proveedores y contratistas -existentes y nuevos- y así generar

propuestas innovadoras y soluciones para los desafíos del negocio.

El ejemplo del desafío “Limpieza y Mantenimiento de Estanques” ilustra muy bien los avances en sustentabilidad que se pueden lograr en este proceso. Las propuestas desarrolladas, en conjunto con las Líneas de Negocio y los proveedores, así como la adopción de más de diez nuevas tecnologías para los trabajos de inspección, limpieza y mantenimiento de estanques, permitirán mejoras significativas para ENAP en términos de Operación (tiempo de limpieza y mantenimiento por estanque mucho más corto, por ende mayor disponibilidad de almacenamiento en las refinerías); Medio Ambiente (llevar el total de estanques atmosféricos a un nuevo estándar ambiental, recuperación -en vez de disposición final- del crudo contenido en las borras de un tanque); Seguridad (menos exposición del personal a la línea de fuego y al trabajo en espacios confinados) y Sustentabilidad Económica (precios competitivos, menor Costo Total de Propiedad).

Otro aspecto destacable del programa GIP es la colaboración con CORFO. En conjunto se están abordando algunos de los desafíos del programa, que permite generar sinergias entre los objetivos de CORFO y ENAP.

## GESTIÓN DE INVENTARIOS

Como parte de la iniciativa estratégica de la empresa, que busca mejorar el uso del capital de trabajo, Aprovisionamiento está ejecutando un proyecto de optimización de su gestión de inventarios de materiales y repuestos.

Entre otras actividades, se están mejorando los procedimientos y procesos de toma física de inventarios, la segmentación de materiales en diferentes categorías conforme a la criticidad, disponibilidad y frecuencia de consumo de cada material, así como el uso del sistema de Material Requirements Planning (MRP).

Aparte de optimizar el uso del capital de trabajo, el proyecto apunta a fortalecer el control y la gestión de inventarios, a asegurar la adecuada disponibilidad y niveles óptimos de stocks, así como a seguir mejorando la seguridad en la operación de las bodegas.



## TICA: TECNOLOGÍAS, INFORMACIÓN, COMUNICACIÓN Y AUTOMATIZACIÓN

En la actualidad, la tecnología juega un rol fundamental en el desarrollo de las organizaciones. ENAP no es ajena a este escenario y por ello hoy la tecnología es un apoyo relevante para la consecución de los objetivos estratégicos de la compañía.

Como consecuencia de este protagonismo de las tecnologías, y avalado por los logros obtenidos en el último tiempo por parte de la Subgerencia de Tecnologías, Información, Comunicación y Automatización (TICA), ENAP decidió crear la gerencia de TICA, de manera de posicionar al desarrollo tecnológico de la compañía como un pilar fundamental para el desarrollo del Plan Estratégico 2014- 2025, disponiendo como medios la tecnología,

la infraestructura, las telecomunicaciones y la automatización, generando un ecosistema donde la gestión de la información y el conocimiento son pilares fundamentales del crecimiento.

Durante 2015, y cumpliendo con el Plan Estratégico al 2025, la subgerencia de TICA focalizó su actividad en la implementación del rol conferido por ENAP: Gobierno, Asesoría y Servicio (GAS).

## ROL DE TICA DEFINIDO EN PLAN ESTRATÉGICO

|       |                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                        |                            |
|-------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----------------------------|
| ROLES | INTEGRIDAD DE PROCESOS                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                 |                            |
|       | <b>GOBIERNO</b>                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                        |                            |
|       | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Establecer y gestionar los estándares tecnológicos corporativos, alineados a los desafíos del negocio, velando por la integridad, gestión de riesgos y creación de valor de los sistemas.</li> <li>• Instaurar instancias formales de decisión sobre la incorporación y desarrollo de tecnologías.</li> </ul>                                 |                            |
|       | <b>ASESOR:</b>                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                         | <b>VENTAJA COMPETITIVA</b> |
|       | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Generar Valor incorporando tecnología a los procesos de negocio</li> <li>• Aportar en la definición y desarrollo de iniciativas con foco en la seguridad, eficiencia y mejoramiento de la productividad</li> <li>• Aportar en el desarrollo de tecnología que soporte la gestión del conocimiento, y desarrollo del capital humano</li> </ul> |                            |
|       | <b>SERVICIOS:</b>                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                      | <b>EFICIENCIA</b>          |
|       | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Gestor del portafolio de servicios e infraestructura tecnológica, con aseguramiento en la continuidad y disponibilidad operativa</li> <li>• Asegurar y velar por el robustecimiento de la plataforma informática conforme a las definiciones de seguridad, servicios e infraestructura declaradas por ENAP ante nuevos desafíos.</li> </ul>   |                            |

### GOBIERNO

En este sentido, la gerencia de TICA gestiona acuerdos estratégicos con sus proveedores, de manera de contar con las herramientas necesarias para abordar los desafíos que enfrenta la organización. Un ejemplo de este acuerdo es la alianza realizada con SAP, que le permite a ENAP disponer de soluciones de clase mundial para la industria Oil & Gas.

### ASESORÍA

En cuanto a seguridad de la información, se han desarrollado las iniciativas como:

**Desarrollo de ISO 27000 Seguridad de la Información**, para los procesos de Recursos Humanos, compra de crudos y productos y TICA.

**Segregación de Redes de acuerdo al estándar ISA99**, este estándar tiene como alcance las redes industriales y de control, junto a sus interconexiones entre ambas redes y la red corporativa, por lo cual su adopción permite asegurar el cumplimiento de las

políticas, normas y estándares internos de ENAP, para evitar o disminuir el impacto en caso de que ocurra un incidente de seguridad.

**Pruebas de seguridad (Ethical Hacking)**, permitieron evaluar la materialización de un ataque a la red industrial y de control. Así se detectaron vulnerabilidades que han sido mitigadas.

**Evaluación de redes industriales, relevamiento y análisis de la situación respecto de los riesgos de seguridad de información en los sistemas de control**, así como la infraestructura y las redes asociadas a estos, con foco en procedimientos, control de acceso a aplicaciones y seguridad de red e infraestructura. Dentro del análisis se identificaron oportunidades para mitigar los riesgos de operación.

### SERVICIOS

**Se implementa un nuevo modelo de servicios CLOUD**, que permite la provisión, gestión y administración de servicios de plataforma tecnológica



de manera eficiente, disponibilizando el recurso de infraestructura adecuado en el momento que realmente se necesita.

En el ámbito de las telecomunicaciones, se llevaron adelante un conjunto de **iniciativas de mejora de cobertura de telecomunicaciones**, entre las que se destacan la cobertura de red inalámbrica, habilitación de nuevas salas de videoconferencia, tanto en Chile como en Argentina, y aumento de ancho de banda de enlaces de comunicaciones.

La complejidad operacional de ENAP es significativa, así como la dispersión de las condiciones operacionales. En este contexto, mejorar la cobertura de los servicios de conectividad permite entregar más y mejores servicios a las Líneas de Negocio.

También durante 2015 comenzó el proceso de renovación tecnológica de computadores y equipos multifuncionales de impresión y escaneo, lo que permitirá renovar unos 2.800 computadores, entre notebooks y estaciones trabajo, y aproximadamente 440 equipos multifuncionales para servicios de impresión y escaneo.

La subgerencia de TICA, en conjunto con las Líneas de Negocio, ejecutaron iniciativas operacionales y soluciones de tecnología, con los consiguientes beneficios, alineadas al Plan Estratégico 2014- 2025 de ENAP.

Se registraron iniciativas consideradas estratégicas para ENAP, en las siguientes dimensiones:

#### **Operación segura para las personas, instalaciones y medioambiente**

**Radios digitales troncalizadas:** durante la primera parte de 2015 se llevó adelante la implementación de radios digitales troncalizadas en refinerías Aconcagua y Bío Bío, con el objetivo de entregar seguridad para las personas y para el manejo de la seguridad de la información, vía procesos de encriptación de las maniobras de operaciones.

#### **Optimización de procesos y confiabilidad de activos**

**Actualización de SAP.** Se actualizó de la nueva versión de SAP ECC 6.0 sobre la plataforma de computación en memoria (HANA), posibilitando mejoras en la performance de las transacciones.

**Balance de Crudos y Productos** (Balance de masa de Refinería Aconcagua, Bío Bío y Magallanes), movimiento de producto e Inventario. Culmina con éxito la primera fase de implementación que consideraba Refinería Aconcagua en 2015. Durante 2016 se modelará e implementará en Refinería Bío Bío, DAO y Magallanes.

**Levantamiento de procesos en ENAP.** Tuvo como objetivo primario la gestión del conocimiento del estado actual de los procesos, documentarlos y dejar una plataforma disponible para el análisis y optimización de los mismos.

**Automatización de Oleoducto San Fernando-San Vicente.** Concluyó la automatización del oleoducto que une San Fernando y San Vicente, en la Octava Región, soportado por una nueva plataforma (SCADA) de última generación. La información proveniente de estos activos convergen en la plataforma de Información Operativa PI.

#### **Disponibilidad y seguridad de la información para la toma de decisiones**

**iENAP** (Inteligencia empresarial ENAP). Quedó disponible una plataforma computacional donde converge la información operativa PI de piso de planta y la información del negocio (ERP), lo que dio origen al programa iENAP, que consolida la gestión del conocimiento basada en la información de la compañía.

**Campo Digital E&P.** Se realizó el lanzamiento del programa que consta de soluciones y proyectos en el ámbito de las comunicaciones y de la gestión de la información.

**Gestión para asignación de frecuencia para uso de tecnología eLTE en la Región de Magallanes.** En el ámbito de la carretera digital de comunicaciones, se logró la asignación de frecuencia en la Subsecretaría de Comunicaciones de Chile para uso de tecnología eLTE en la Región de Magallanes, como carretera digital de comunicaciones de voz, datos y videos.

**Piloto “Arenal” de gestión de activos.** En el ámbito de la gestión de información, se llevó a cabo el piloto “Arenal” de gestión de activos basado en tecnología AF (Asset Framework) para el análisis de confiabilidad de activos y optimización de la producción.

**Explotación de activos de información.** En el marco del desarrollo de Capa de Datos, se implementaron variados tableros de control para atender los requerimientos de las distintas gerencias de ENAP. Todas las necesidades de información fueron cubiertas por el modelo de datos de gestión definido como fuente única y válida para estos efectos.

**Proceso de actualización de LIMS** (Laboratory Information Management System). Durante el segundo semestre de 2015 comenzó el proceso de actualización de LIMS en refinerías Aconcagua, Bío Bío y Gregorio. Estos sistemas son los encargados de la certificación de los productos.

**Plataforma de gestión Documental.** Se definió la plataforma de gestión Documental (Docuware) para toda la compañía, y se llevaron a cabo algunos proyectos en conjunto con la gerencia Legal, Exploración y E&P y R&C.



## SEGUROS

---

En 2015 ENAP y su filial ENAP Refinerías S. A. , mantuvieron suscritos contratos de seguros de Incendio para dar cobertura a sus instalaciones, edificios, maquinarias, existencias, perjuicios por paralización y otros bienes físicos, con las aseguradoras ACE Seguros S. A. y Compañía de Seguros Generales Penta Security S. A.

Adicionalmente, y dentro de las principales pólizas de seguros de ENAP y filiales vigentes en 2015, se encuentran las pólizas de Responsabilidad Civil y Transporte contratadas con la Compañía de Seguros Generales Penta Security S. A. ; y seguros para fletamento de naves (“Protection & Indemnity”) , con Gard P&I Ltd.

# PROPIEDADES Y EQUIPOS POR FILIAL

---



# Línea de Negocio de Exploración y Producción (E&P)

---

## MAGALLANES

ENAP posee campamentos de producción e instalaciones tanto operativas como de servicios en las localidades de Cerro Sombrero y Cullen, en isla Tierra del Fuego; y en Posesión, Gregorio, Cabo Negro-Laredo y la comuna de Punta Arenas, en el continente.

Asimismo, desarrolla actividades de exploración y explotación de yacimientos de petróleo y gas natural en esta Región, que se encuentran distribuidas geográficamente en tres áreas: isla Tierra del Fuego, continente y aguas del Estrecho de Magallanes.

La empresa cuenta con una extensa red de oleoductos, gasoductos y poliductos en la Región de Magallanes (aproximadamente 4.000 kilómetros). Estos ductos transportan crudo y gas natural desde las áreas de producción hasta las plantas de procesamiento de gas, Refinería Gregorio, terminales y centros de almacenamiento y distribución, tanto en isla Tierra del Fuego como en el continente.

Sus instalaciones industriales abarcan también plantas de procesamiento de gas en Cullen y Posesión, una planta de fraccionamiento en Cabo Negro y Refinería y Terminal Gregorio; un complejo portuario y astillero en el Parque Industrial de Cabo Negro-Laredo; además de dos edificios administrativos en Punta Arenas.

## FILIAL ENAP SIPETROL S.A.

La filial de ENAP, ENAP Sipetrol S. A., titular de la operación petrolera en el extranjero, cuenta con los siguientes activos:

## ARGENTINA

Participación en los bloques del Área Magallanes (50%), CAM 2 A Sur (50%); Pampa del Castillo-La Guitarra (100%); y Campamento Central-Cañadón Perdido (50%). A su vez, participa en estudios de exploración en territorio argentino, en el bloque E2 (33,3%), ex CAM 1 y CAM 3.

## ECUADOR

La sucursal ecuatoriana de ENAP Sipetrol S. A., ENAP SIPEC, tiene contratos de servicios específicos para la exploración y producción de crudo en los campos Mauro Dávalos Cordero (MDC) y Paraíso, Biguno, Huachito e Intracampos (PBHI), de la región amazónica ecuatoriana, cuya operación está a cargo de ENAP SIPEC.

Además, desde comienzos de 2015, ENAP SIPEC es la operadora y titular del 42% del Bloque 28 en la zona suroriente de Ecuador.

## EGIPTO

En Egipto, ENAP Sipetrol S. A., participa en actividades de exploración y producción de hidrocarburos en el bloque East Ras Qattara, donde posee el 50,5% de participación.

# Línea de Negocio de Refinación y Comercialización (R&C)

## REFINERÍA ACONCAGUA

En esta refinería, las principales plantas de procesamiento de petróleo crudo y cargas complementarias son: Topping y Vacío I, Topping y Vacío II, Visbreaking, Cracking Catalítico, Reformación Catalítica Continua, Hidrocracking, MildHidrocracking (MHC), Desulfurizador de Gasolina de Cracking (HDG), Hidrotratamiento de Diesel, Isomerización, Complejo de Alquilación, Planta de DIPE, Plantas de Azufre y Complejo de Coquización Retardada.

Además, existen plantas de Regeneración de Ácido Sulfúrico, Fijación de Azufre, Tratamiento de Kerosene, de Gas Licuado y de Gases Combustibles, tratamiento de efluentes y otros; sistema cerrado de agua de refrigeración; oleoducto de la refinería al terminal marítimo de Quintero; instalaciones de tuberías internas de zonas de estanques a plantas procesadoras y de estas plantas a estanques de productos intermedios y finales; zona de bombas para enviar productos desde la refinería a la Región Metropolitana, a través de oleoducto de propiedad de Sonacol; zona de bombas y terminales marítimas, incluyendo una de tipo monoboya en Quintero; laboratorio químico; cuartel para el Cuerpo de Bomberos para turnos de 24 horas; carros bombas, equipos y elementos para combatir incendios; talleres especializados de mantenimiento y reparación de todas las plantas; equipos eléctricos de emergencia a base de combustible diesel y gas; sistema de interconexión de gas natural para ser utilizado como combustible en calderas y generar vapor e instalaciones para los contratistas.

La empresa también posee las siguientes propiedades inmuebles en Concón: predio en Avenida Borgoño 25777, destinado a la industria, Lote C-9 Campo Deportivo; Lotes S- Sonacol, industria; Lote E7/B6, sitio eriazó; Dos Norte, Lote R- 1, industria; Vía 2- A- 5, Lote E7/B1, sitio eriazó; Calle 2 Norte, Lote R- 3, industria; Tierra del Fuego esquina Magallanes, casa abierta; Vía 2 -A- 5, Lote R- 5, sitio eriazó; Camino Particular ERS Aconcagua, Lote R- 4, sitio eriazó; Lote R- 6- 3, industrial; Lote R- 6- 4, sitio eriazó;

Lote R- 7, sitio eriazó; Dos Norte, Lote H- 4, sitio eriazó; Barros Borgoño 25175, Rotonda Concón, Lote 1, oficinas; Fundo Colmito, Lote 1, Pozo 23, sitio eriazó; Fundo Colmito, Lote 2, Pozo 25, sitio eriazó. Además, posee el estacionamiento 152, en calle Blanco 625 Valparaíso; y otros dos en Avenida Manantiales LT 3A- B, y ST 420.

En la Comuna de Quintero las propiedades son: Camino Costero N° 701, Vía 5- 6 P. I. V. ; Camino Costero N° 1201, Vía 5- 6 P. I. V. ; Lote 117 (sitio eriazó); Lote 172 (sitio eriazó); Parcela 16 Mantagua, sitio eriazó; y Lotes 11, 12 y 13, Fundo Las Gaviotas (sitio eriazó).

## REFINERÍA BÍO BÍO

En esta refinería, las principales plantas de procesamiento de crudos y cargas complementarias son: Topping y Vacío I, Topping y Vacío II, Visbreaking, Cracking Catalítico, Reformación Catalítica Continua, Hidrotratamiento de Diesel 1, Hidrotratamiento de Diesel 2, Desulfurizadora de Gasolina de Cracking (HDG), Hidrocracking, Saturación de Benceno, Isomerización, Separadora y Purificadora de Propileno, Planta de Hidrógeno CHT, Coquización Retarda (Coker) e Hidrotratamiento de Diesel (HDT), Cogeneradora propiedad de Petropower Energía Limitada, Planta de Hidrógeno de Bío Bío, copropiedad con SigdoKopper S. A; Planta de Hidrocracking Suave de Gas Oil (MHC) y Planta de Regasificación de Gas Natural Licuado, en la comuna de Pemuco, Octava Región.

También existen plantas de tratamiento de Merox de Kerosene, Gasolina y Gas Licuado, Planta de Sulfhidrato de Sodio, Recuperadora de Azufre N° 1 y N° 2, Tratamiento de Gases, Tratamiento de Aguas Ácidas, Tratamiento de Aguas Aceitosas, Suministros de agua de refrigeración, vapor y energía eléctrica, estanques para almacenamiento de petróleo crudo, productos intermedios y finales.

Otras instalaciones industriales son los oleoductos para transportar productos terminados desde la refinería hasta la ciudad de San Fernando, que se conecta

con el oleoducto de Sonacol (San Fernando- Maipú) y estaciones de bombeo en Refinería Bío Bío, Chillán y Molina; oleoductos desde la refinería al Terminal Marítimo de San Vicente para el transporte de petróleo crudo y productos terminados; terminal marítimo San Vicente donde se encuentran instalados un Nuevo Muelle tipo Pasarela y 2 terminales marítimos con cañerías submarinas; cañerías internas desde las zonas de estanques a las plantas procesadoras y de estas plantas a estanques de productos intermedios y finales; gasoducto para la recepción y entrega de gas licuado; motobombas para enviar productos desde la Refinería a San Fernando y San Vicente; motobombas en San Vicente para embarques de productos por vía marítima y recepción de crudos importados por la misma vía marítima; laboratorio químico; instalaciones y cuartel para la Brigada de Respuesta a Emergencias, que opera con trabajadores voluntarios de planta; talleres especializados para atender el mantenimiento y reparaciones de todas las plantas; equipos eléctricos de emergencia que funcionan con diesel y gas natural y sistema de interconexión de gas natural para ser utilizado como combustible en calderas y hornos (generación de vapor).

En la Octava Región, ENAP Refinerías S. A. cuenta con las siguientes propiedades: Terreno de Refinería Bío Bío, predio ubicado en Camino a Lengua 2001,

comuna de Hualpén, destinado a la industria; Faja Fundo Las Golondrinas, Hualpén; Cerro Las Pulgas destinado a área de estanques, Hualpén; Terminal San Vicente: Inmueble y Lote A- 1 Talcahuano; Terreno Bocatoma Bío Bío, ubicado en la comuna de Hualpén; Resto Lote C y Lote A1, ambos terrenos vecinos a la Refinería; Terminal Chillán Lote 7, Ruta 5, Chillán; Terminal Molina, Talca; Hijuela Rucalhue, comuna San Pedro de la Paz (sitio eriazo); Lote B6, subdivisión de Lote B del Fundo Hualpén, Hualpén; Terreno en el Cementerio General de Talcahuano, usado en instalaciones para protección catódica del oleoducto; Lote B- 2 subdivisión de Lote B, parcelación San Miguel de Diguillín, Comuna de Pemuco; Usufructo por 99 años sobre área de parte de inmueble, ubicado en Talcahuano, retazo A.

#### **DIRECCIÓN DE ALMACENAMIENTO Y OLEODUCTO (DAO)**

Las propiedades inmuebles son: Huerto El Milagro, Maipú (Agrícola); Hijuela Norte de San Juan de Chena, Maipú (industrial); porción Nor- poniente Fundo San Gabriel y San Manuel, Linares; parte Fundo o Chacra Palermo, San Fernando; y Lote N° 7, parte Fundo Las Acacias, Chillán.

## **MARCAS Y PATENTES**

### **ENAP REFINERÍAS S.A.**

Las marcas de ENAP Refinerías S. A. , se encuentran registradas y protegidas, según las normas legales vigentes, y entre las que se incluyen las marcas denominativas y mixtas Petrox, RPC, y Refinería de Petróleo Concón.

### **ENAP SIPETROL S.A.**

La marca ENAP Sipetrol S. A. está debidamente registrada y vigente en Chile, Argentina, Colombia, Perú, Panamá, Egipto y Uruguay. En los países de Brasil y Venezuela están registradas, pero en proceso de renovación o aceptación. No existen patentes registradas.

# CAPITULO 5

## LÍNEAS DE NEGOCIO



# LÍNEA DE NEGOCIO DE EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN

---



## SÍNTESIS DE LA GESTIÓN

La Línea de Negocio de Exploración y Producción (E&P) de ENAP, incluyendo a ENAP Magallanes, produjo 20,7 millones de barriles de petróleo equivalentes (MMboe) de hidrocarburos, cifra superior en 4% a la producción de 2014. Esto se explica por los buenos resultados de los pozos del área Shahd en Egipto, y en Ecuador debido a la campaña de perforación realizada en el bloque PBH-I con resultados exitosos en los pozos Inchi.

En Magallanes hubo mayor producción de gas debido a los buenos resultados obtenidos en los pozos de exploración y desarrollo en el Bloque Arenal.

En el marco del plan de inversiones, se perforaron 68 nuevos pozos (7 de crudo y 61 de gas). Destacaron los resultados en el bloque Arenal en Magallanes, operado por ENAP, donde hubo resultados positivos en 54 de los 59 pozos exploratorios realizados.

## PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO Y GAS DE ENAP 2014 Y 2015

| País                 | 2014             |                |                 | 2015             |                |                 | Variación 2015/2014 |              |             |
|----------------------|------------------|----------------|-----------------|------------------|----------------|-----------------|---------------------|--------------|-------------|
|                      | Petróleo (MBBLS) | Gas (MBOE)     | Total (MBOE)    | Petróleo (MBBLS) | Gas (MBOE)     | Total (MBOE)    | Petróleo            | Gas          | Total       |
| Argentina            | 3.814,9          | 2.404,8        | 6.219,6         | 3.471,8          | 2.344,6        | 5.816,4         | -9,0%               | -2,5%        | -6,5%       |
| Ecuador              | 4.453,6          | -              | 4.453,6         | 4.628,9          | -              | 4.628,9         | 3,9%                | -            | 3,9%        |
| Egipto               | 3.974,6          | -              | 3.974,6         | 4.297,0          | -              | 4.297,0         | 8,1%                | -            | 8,1%        |
| E&P Internacional    | 12.243,1         | 2.404,8        | 14.647,9        | 12.397,8         | 2.344,562      | 14.742,3        | 1,3%                | -2,5%        | 0,6%        |
| Magallanes (Chile)   | 1.135,9          | 4.144,615      | 5.280,5         | 1.069,6          | 4.919,658      | 5.989,2         | -5,8%               | 18,7%        | 13,4%       |
| E&P Nacional         | 1.135,9          | 4.144,6        | 5.280,5         | 1.096,6          | 4.919,7        | 5.989,2         | -5,8%               | 18,7%        | 13,4%       |
| <b>Total E&amp;P</b> | <b>13.379,0</b>  | <b>6.549,4</b> | <b>19.928,4</b> | <b>13.467,4</b>  | <b>7.264,2</b> | <b>20.731,6</b> | <b>0,7%</b>         | <b>10,9%</b> | <b>4,0%</b> |

Fuente: Gerencia E&P de ENAP.

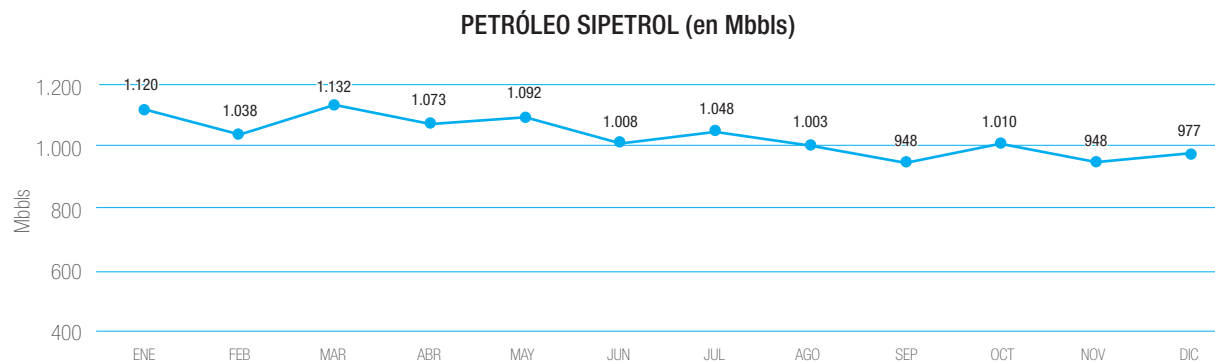
## PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO

El volumen de petróleo producido por ENAP en el exterior fue de 12,4 millones de barriles, cifra que representa un aumento de un 1,3% respecto del año anterior. Este aumento se explica por el mayor aporte de producción de Egipto de un 8,1% versus el 2014, debido a los buenos resultados de los pozos del área Shahd. Asimismo, en Ecuador existe una mayor producción de un 3,9% versus 2014, dado por los resultados de los pozos de Intracampos pertenecientes al bloque Paraíso Biguno Huachito Intracampos (PBH-I). Sin embargo, este aumento se ve contrarrestado por Argentina, donde se obtuvo una menor producción de

un 9% respecto de 2014, debido a la declinación por menor actividad en Pampa del Castillo (PDC) en espera del acuerdo de prórroga de extensión y en Campamento Central-Cañadón Perdido (CCCCP) por declinación natural.

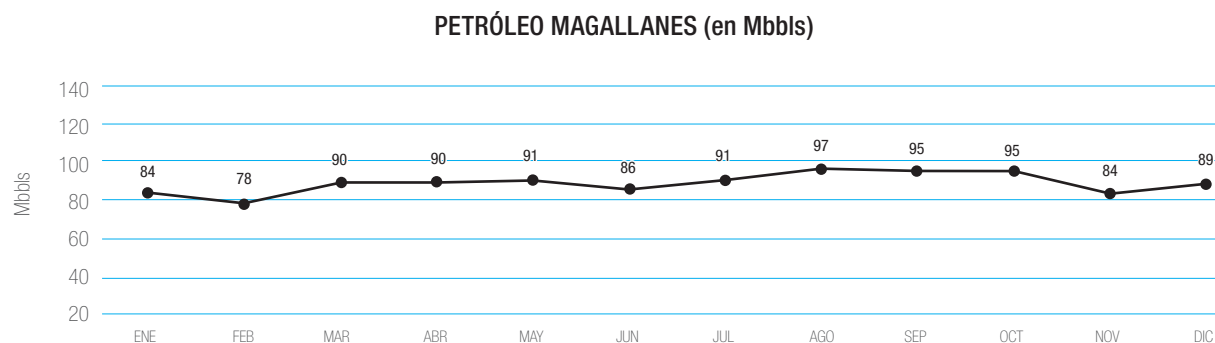
La producción de petróleo en Chile, Región de Magallanes, alcanzó 1,06 millones de barriles, cifra inferior en 5,8% respecto del volumen producido en 2014. La disminución en la producción se explica principalmente por menor producción de la iniciativa de Sistema de Levantamiento Artificial (SLA) y de CEOP's.

## PRODUCCIÓN MENSUAL DE PETRÓLEO DE ENAP SIPETROL (EN MILES DE BARRILES)



Fuente: Gerencia E&P de ENAP.

## PRODUCCIÓN MENSUAL DE PETRÓLEO DE ENAP MAGALLANES (EN MILES DE BARRILES)



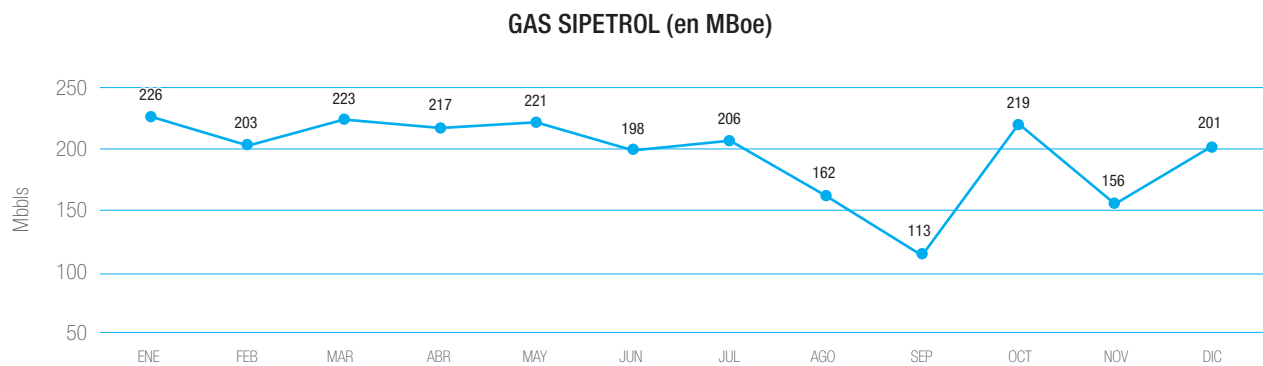
Fuente: Gerencia E&P de ENAP.

## PRODUCCIÓN DE GAS NATURAL

La producción de gas natural de ENAP en el extranjero alcanzó 398 millones de metros cúbicos (2.344.562 barriles equivalentes), con una disminución de 2,5% respecto de 2014. Esta disminución se explica por el incidente ocurrido en Área Magallanes.

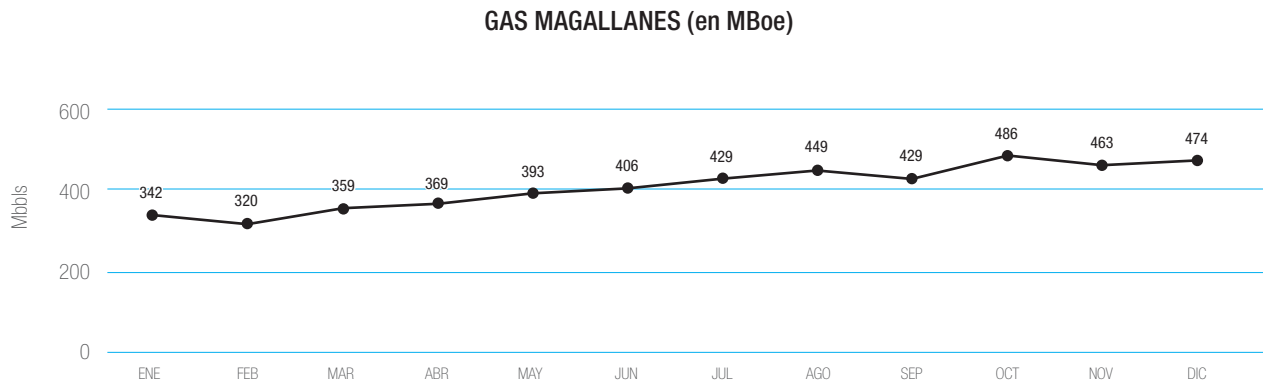
En tanto, la producción de gas natural en Chile (Magallanes), alcanzó los 836 millones de metros cúbicos estándar (4.919.658 barriles equivalentes), lo que representa una producción mayor en 18,7% respecto del año anterior. Esta mayor producción estuvo asociada al éxito en la campaña de exploración y desarrollo del Proyecto Arenal.

### GAS SIPETROL (EN MBOE)



Fuente: Gerencia E&P de ENAP.

### GAS MAGALLANES (EN MBOE)



Fuente: Gerencia E&P de ENAP.



# EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN NACIONAL

---

La actividad de exploración de ENAP en Chile continuó desarrollándose con una activa campaña de perforaciones, particularmente en la Región de Magallanes.

## **Bloque Dorado-Riquelme**

ENAP es operador con un 50% de participación en sociedad con Methanex Chile, bajo el esquema de CEOP, firmado en mayo de 2009 entre ambos socios y el Estado de Chile.

El objetivo del proyecto es explorar la presencia de gas y desarrollar las reservas comerciales que se encuentren, para asegurar el cumplimiento de las entregas de gas que demandan las ciudades de la zona y contribuir a satisfacer la demanda de gas de la planta Methanex.

Con fecha 27 de agosto de 2012, el CEOP “Bloque Dorado- Riquelme” comenzó su segundo período de exploración, de 24 meses de duración, cuyo compromiso consiste en perforar 2 pozos exploratorios. En esta etapa exploratoria, los esfuerzos están concentrados en yacimientos no convencionales.

En el primer trimestre de 2013 se completó la perforación de dos pozos de exploración con objetivo de depósitos no convencionales en zona Glauconítica: el pozo Palenque Oeste ZG- 1 (profundidad de 3. 353 metros) y Dorado ZG- 1 (profundidad de 2. 360

metros). Con la perforación de estos dos pozos se cumplió con el trabajo mínimo requerido por el contrato para el segundo período de exploración.

A mediados de marzo de 2013, arribó a Punta Arenas el equipo de perforación PTX 5825 de la empresa PETREX S. A. , con el cual se perforó un pozo exploratorio Palenque Norte 12, con objetivo Springhill, con una profundidad total de 4. 426 metros.

El equipo de perforación PTX 5825 se trasladó posteriormente a la ubicación de pozo con objetivo Springhill Dorado Sur 12, perforando una profundidad final de 3. 434 metros.

El 25 de septiembre se ingresó al SEA la Declaración de Impacto Ambiental para realizar los trabajos de fracturamiento hidráulico en los cuatro pozos perforados en 2013 y se obtuvo la aprobación el 17 de diciembre de 2013.

Durante enero y febrero de 2014 se realizaron trabajos de terminación en el pozo Palenque Norte 12 (Springhill) , dejando este pozo listo para fracturamiento hidráulico. Posteriormente se realizó el fracturamiento hidráulico para los pozos Dorado ZG- 1 y Palenque Oeste ZG- 1 y el pozo Dorado Sur 12 y entre marzo y junio de 2014 se realizaron pruebas de producción de estos pozos.

En junio de 2014 se perforó el pozo Dorado 5, resultando productor de gas.

La fractura del pozo Palenque Norte 12 no pudo realizarse por problemas mecánicos en el pozo.

En comité de coordinación realizado el día 23 de julio de 2014, se decidió no continuar con la Fase de Exploración, continuando sólo con la Fase de Explotación del bloque.

Durante el último trimestre de 2014 se iniciaron las faenas de cierre en cinco pozos que no aportaban producción.

Durante febrero de 2015 se realizaron los trabajos de cierre en superficie de las ubicaciones de los pozos Vellón 2, Dorado 1T, Quirquincho Este 1 y Palenque Este 1, que fueron abandonados en 2014.

Al término de diciembre de 2015, la inversión neta acumulada en el CEOP Bloque Dorado- Riquelme alcanzó los US\$ 239, 1 millones y una producción acumulada de 813, 3 millones de metros cúbicos de gas.

Los desembolsos de inversión en 2015 fueron de US\$ 3, 999 millones.

### **Bloque Intracampos**

Este bloque pertenece a ENAP en un 100%.

Durante 2014 se perforaron cinco pozos exploratorios, de los cuales 2 tuvieron resultados positivos y se encuentran en producción; 1 pozo se encuentra en evaluación; otro pozo se encuentra en terminación y el último pozo salió seco, por lo que fue abandonado.

Durante el 2015 se realizaron estudios y los desembolsos de inversión en ese año fueron de US\$ 2, 858 millones.

### **Bloque Arenal**

Este bloque pertenece a ENAP en un 100%.

Durante 2014 se continuó con la campaña exploratoria en el bloque, con la perforación de 24 nuevos pozos exploratorios, 18 pozos de gas, 12 de ellos están produciendo con una tasa de éxito del 92%, 1 pozo seco y 5 pozos aún se encuentran en proceso de evaluación; y 6 pozos petroleros, de los cuales 3 están en producción, con una tasa de éxito del 100%, y 3 pozos en proceso de evaluación.

Durante el 2015 se perforaron 52 pozos con lo cual se cumplió el programa de perforación del año. Además se perforaron 7 pozos de avanzada 2016.

Los desembolsos de inversión en 2015 fueron de US\$ 255, 205 millones.

# CONTRATOS ESPECIALES DE OPERACIÓN PETROLERA (CEOP)

---



En diciembre de 2010, ENAP dio inicio a un proceso de invitación a prestigiosas compañías internacionales para que participaran en cinco bloques ubicados en la Isla de Tierra del Fuego.

Dicho proceso concluyó en septiembre de 2011, con la suscripción de acuerdos de participación con las compañías Geopark, respecto de los bloques Isla Norte, Campanario y Flamenco; el consorcio YPF Chile y Wintershall Chile, respecto del bloque San Sebastián; e YPF Chile respecto del bloque Marazzi- Lago Mercedes. A partir de lo señalado, ENAP y las citadas compañías presentaron ante el Ministerio de Energía, las respectivas solicitudes de suscripción de Contratos Especiales de Operación Petrolera (CEOP) por los bloques indicados.

## **Bloque Flamenco**

Con fecha 7 de noviembre de 2012 entró en vigencia el Contrato Especial de Operación (CEOP) para la exploración y explotación de yacimiento de hidrocarburos denominado Bloque Flamenco, suscrito por el Estado de Chile, Geopark TdF (Operador) y la Empresa Nacional del Petróleo (ENAP), ambas con una participación del 50%. Posteriormente, con fecha 3 de diciembre de 2012 se suscribió el Joint Operating

Agreement (JOA) entre las partes para la operación del Bloque.

Con lo anterior se dio inicio al primer período exploratorio, que tiene una duración de tres años y cuyos compromisos son: Registrar e interpretar 570 Km<sup>2</sup> de Sísmica 3D; Perforar 8 pozos de exploración de hasta 2.100 metros y perforar 2 pozos de exploración de hasta 1.200 metros.

Después de este primer período exploratorio existen dos períodos más de 2 años cada uno para llegar a pactar un contrato por 25 años como máximo.

Durante 2013, el Operador registró la Sísmica 3D y perforó 4 pozos exploratorios: Chercán X-1, Yakamush X-1, Omeling X-1 y Chilco X-1.

Durante 2014 se perforaron 6 pozos exploratorios: Tenca x-1, Tagua x-1, Kaum x-1, Chirihue x-1, Cupanaca x-1, Kosphy x-1, en los cuales también se realizó la Terminación o Completación de Producción. Además, se pusieron en producción definitiva los pozos Chercán X-1 (gas), Omeling X-1 (petróleo) y Tenca X-1. También durante este período se perforaron los pozos de desarrollo Chercán 2 y Tenca 3, realizando la completación del primero y quedando pendiente a futuro el segundo.

Además se efectuó el workover de Flamenco 28 y la reintervención del pozo existente Bandurria 12.

Con el programa de trabajo 2014, se cumplieron los compromisos mínimos del Primer Período de exploración, pero además contempló: la perforación de otros 4 pozos de desarrollo, y que a la fecha se han realizado 2: Chercan 2 y Tenca 3, más la reintervención de 2 pozos existentes –Bandurria 12 y Flamenco 28, y la puesta en producción de los pozos exploratorios que, post evaluación, resultaron preliminarmente exitoso, y en la que ENAP -de acuerdo a Exhibit H- debió aportar con el 50% de los gastos de Completación: Chirihue x-1, Tenca x-1, Chercan x-1 y x-2, Omeling x-1.

El 28 de octubre de 2015 se realiza OCM en el cual Geopark propone el paso al segundo período exploratorio. ENAP decide no pasar dado los resultados de los pozos perforados. El 6 de noviembre Geopark envía una carta al Ministerio de Energía indicando el paso al segundo período exploratorio e indicando la decisión de ENAP.

La inversión de ENAP en esta fase es de US\$ 9,33 millones al 31 de diciembre de 2015 y particularmente durante el 2015 fue de US\$ 0,6 millones.

### **Bloque Isla Norte**

Con fecha 7 de noviembre de 2012 entró en vigencia el Contrato Especial de Operación (CEOP) para la exploración y explotación de yacimiento de hidrocarburos denominado Bloque Isla Norte, suscrito por el Estado de Chile, Geopark TdF (Operador) con una participación del 60% y la Empresa Nacional del Petróleo (ENAP) con una participación del 40%. Posteriormente, con fecha 3 de diciembre de 2012 se suscribió el Joint Operating Agreement (JOA) entre las partes para la operación del Bloque.

Con esa fecha se dio inicio al primer período Exploratorio que tiene una duración de tres años y cuyos compromisos son: Registrar e interpretar 350 Km<sup>2</sup> de Sísmica 3D; Reprocesar 350 Km<sup>2</sup> de sísmica 2D existente; Perforar 2 pozos de exploración de hasta 2.300 metros y perforar 1 pozo de exploración de hasta 1.300 metros.

Después de este primer período exploratorio existen dos períodos más de 2 años cada uno para llegar a pactar un contrato por 25 años como máximo.

Durante el primer semestre de 2014, el operador terminó de registrar la Sísmica 3D y trabaja en la reinterpretación de la Sísmica 2D pre-existente. Además terminó la perforación del primer pozo exploratorio denominado Pantano Oeste X-1, resultando pozo productor luego de su Fracturamiento Hidráulico.

Durante el 2015, el Consorcio presentó en julio una carta al Ministerio de Energía solicitando la extensión del primer período exploratorio por un período de 18 meses, para poder completar los estudios del bloque. El 18 de agosto se recibió carta-respuesta aceptando la propuesta del Consorcio.

En la actualidad el Operador trabaja en la actualización de los modelos geológicos y geofísicos que permitirán definir con mejor exactitud las nuevas propuestas de pozos.

La inversión de ENAP en esta fase fue de MMUS\$ 0,84 al 31 de diciembre de 2015, sin inversiones durante el 2015.

### **Bloque Campanario**

Con fecha 9 de enero de 2013 entró en vigencia el Contrato Especial de Operación (CEOP) para la exploración y explotación de yacimiento de hidrocarburos denominado Bloque Campanario, suscrito por el Estado de Chile, Geopark TdF (Operador) con una participación del 50% y la Empresa Nacional del Petróleo (ENAP) con una participación del 50%.

Con esta fecha se dio inicio al primer período exploratorio que tiene una duración de tres años y cuyos compromisos son: Registrar e interpretar 578 Km<sup>2</sup> de Sísmica 3D; perforar 6 pozos de exploración de hasta 2.400 metros y perforar 2 pozos de exploración de hasta 1.800 metros.

Después de este primer período exploratorio existen dos períodos más de 2 años cada uno para llegar a pactar un contrato por 25 años como máximo.

Durante el año 2013, el Operador terminó el programa de registración de Sísmica 3D y dio inicio a la fase de interpretación.

Durante el 2014, se perforaron los pozos exploratorios: Primavera Sur x-1, Katernen x-1; Tanu x-1, Aneki x-1 y Bellavista Sur x-1; y el pozo de desarrollo Primavera Sur 2 más la reintervención o workover del pozo Chillán 15.

Durante el 2015, el Consorcio presentó el 9 de julio una carta al Ministerio de Energía solicitando la extensión del primer período exploratorio por un período de 18 meses, para poder completar los estudios del bloque. El 18 de agosto se recibe carta respuesta aceptando la propuesta del Consorcio.

En la actualidad el Operador trabaja en la actualización de los modelos geológicos y geofísicos que permitirán definir con mejor exactitud las nuevas propuestas de pozos.

La inversión de ENAP en esta fase es de US\$ 2,9 millones al 31 de diciembre de 2015, que incluye completación de pozos, instalaciones de producción, y costos de producción. En el 2015 la inversión fue de US\$ 0,4 millones.

### **Bloque San Sebastián**

Con fecha 4 de enero de 2013 entró en vigencia el Contrato Especial de Operación (CEOP) para la exploración y explotación de yacimiento de hidrocarburos denominado Bloque San Sebastián, suscrito por el Estado de Chile, YPF Tierra del Fuego (Operador) con una participación del 40%, Wintershall con una participación del 10% y la Empresa Nacional del Petróleo (ENAP) con una participación del 50%. El Joint Operating Agreement (JOA) entre las partes para la operación del Bloque, se encuentra en trámite de firma.

Con esta fecha se da inicio al primer período exploratorio que tiene una duración de tres años y cuyos compromisos son: Registrar e interpretar 400 Km<sup>2</sup> de Sísmica 3D; perforar 2 pozos de exploración de hasta 1.600 metros; perforar 1 pozo de exploración de hasta 2.300 metros y perforar 2 pozos de exploración de hasta 2.350 metros.

Después de este primer período exploratorio existen dos períodos más de 2 años cada uno, para llegar a pactar un contrato por 25 años como máximo.

A principios del mes de marzo finalizó el proceso de registración sísmica en el bloque. Se trabajó en el procesamiento de la sísmica en centro de proceso CDP de YPF en Buenos Aires. A la fecha se han identificado dos prospectos a perforar: Cisne Sur x-1 y Gaviota Sur x-1.

Preliminarmente, YPF presentó en último TCM, 5 posibles ubicaciones a perforar, las cuales están en proceso de revisión por Equipo Especialistas de G&G de ENAP.

Durante el último trimestre de 2014 se realizaron las gestiones para la contratación del servicio de perforación y sus servicios complementarios, previéndose el inicio de la perforación para la primera quincena de enero de 2015.

Durante 2015 se han perforaron seis pozos exploratorios en el bloque: El Cisne Sur X-1 de 2.330 m.; el Gaviota Sur X-1, con una profundidad de 2.356 m.; el Cisne Oeste X-1, con una profundidad de 2.241 m.; el Falco X-1, con una profundidad de 1.621 m.; el Chincol X-1, con una profundidad de 1.615 m; y el Huala X-1, con una profundidad de 2.501 m. Se inicia la perforación de pozo Carpintero X-1.

En este CEOP, ENAP va en un 100% en “Carry”.

El 9 de diciembre se realiza OCM en donde se revisa el estado del proyecto a la fecha y el paso del Consorcio al siguiente periodo. WINTERSHALL y ENAP deciden no pasar al siguiente período. YPF continúa al segundo período exploratorio.

### **Bloque Marazzi-Lago Mercedes**

Con fecha 7 de enero de 2013 entró en vigencia el Contrato Especial de Operación (CEOP) para la exploración y explotación de yacimiento de hidrocarburos denominado Bloque Marazzi-Lago Mercedes, suscrito por el Estado de Chile, YPF Tierra del Fuego (Operador) con una participación del 50% y la Empresa Nacional del Petróleo (ENAP) con una participación del 50%. El Joint Operating Agreement (JOA) entre las partes para la operación del Bloque, se encuentra en trámite de firma.

Con esta fecha se da inicio al primer período exploratorio, que tiene una duración de tres años, y cuyos compromisos son: Registrar e interpretar 272 Km<sup>2</sup> de Sísmica 3D y perforar 1 pozo de exploración de hasta 3.500 metros.

Después de este primer período exploratorio existen dos períodos más de 2 años cada uno para llegar a pactar un contrato por 25 años como máximo.

Durante el 2014 se registra la sísmica 3D y procesa en centro de proceso CDP de YPF en Buenos Aires, identificando el prospecto a perforar en el bloque Loica X-1.

Durante el segundo trimestre del 2015 se perfora el pozo exploratorio Loica X-1, de 3.650 m., con objetivo la formación Springhill.

En este CEOP, ENAP va en un 100% en “Carry”.

El 9 de diciembre se realiza OCM en donde se revisa el estado del proyecto a la fecha y el paso del Consorcio al siguiente periodo. YPF y ENAP deciden no continuar al siguiente período.

# GEOTERMIA

---



A comienzos de 2015, Geotérmica del Norte S. A. (GDN), filial de ENAP, dio inicio a la construcción de la planta Cerro Pabellón, proyecto también liderado por la gerencia de Planeamiento y Gestión de ENAP.

La planta será capaz de producir cerca de 340 GWh al año, equivalente a las necesidades de consumo de unos 154.000 hogares chilenos, evitando la emisión anual a la atmósfera de más de 155.000 toneladas de CO<sub>2</sub>. Se estima que la generación de los primeros 20 MW será durante el primer semestre de 2017, y la totalidad de los 40 MW, durante febrero de 2018.

El proyecto se ubica en el Desierto de Atacama, a una altura de 4.500 metros sobre el nivel del mar, y a aproximadamente 100 kilómetros al noreste de Calama.

Durante los últimos años se llevaron a cabo las actividades de la etapa exploratoria profunda, y se perforaron cuatro pozos de entre 1.300 y 2.000 metros, de los cuales los dos primeros resultaron óptimos para producción (8 MW) y los restantes aptos para la reinyección. Adicionalmente, se gestionaron

los permisos medioambientales respecto de la planta, pozos y líneas eléctricas, y se realizaron los procesos de licitación internacional de equipos de perforación, equipamiento principal y construcción de la planta.

Las actividades de construcción consideraron la realización de los trabajos civiles, la instalación del campamento para 340 personas, avances en la construcción de las dos unidades ORC con la empresa ORMAT, avances en los trabajos de tendido de línea eléctrica e instalación de subestaciones, y la perforación del pozo CP-3, el cual resultó exitoso e idóneo para la reinyección.

Un hito importante de los avances del proyecto fue el acuerdo con las comunidades pertenecientes a su área de influencia. Así, en julio de 2015, se firmaron los convenios de sociabilización con seis comunidades: Taira, Cupo, Estación San Pedro y Ollagüe, Toconce y Conchi Viejo. Esta iniciativa posibilitó una relación más estrecha y cercana, donde la empresa y estos importantes stakeholders tendrán la oportunidad de mostrar un modelo innovador de inclusión social en el negocio de la empresa.

De este modo, Cerro Pabellón podrá constituirse en el primer proyecto de energía geotérmica en Sudamérica, generando energía eléctrica limpia en un mercado de fuerte crecimiento y de alta demanda de energías sustentables.

Adicionalmente, ENAP junto a su socio ENEL, participa en otros proyectos de carácter geotérmico: las concesiones de explotación El Tatio, La Torta, Chillán y Calabozo, los cuales continúan con las actividades de desarrollo, así como también las concesiones exploratorias Azufre Norte, Azufre Oeste y Ollagüe, donde se han realizado estudios superficiales geológicos, geoquímicos y geofísicos propios de la etapa de exploración en que se encuentran.



# EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN INTERNACIONAL

## AMÉRICA LATINA

### ARGENTINA

La filial ENAP Sipetrol Argentina actúa como operador, con el 50% de participación, en las concesiones de explotación en el yacimiento Área Magallanes y en CAM 2/ A Sur (Lote Poseidón), y también como operador con el 33,33% en el permiso de exploración E2 (ex CAM- 1 y CAM- 3); todas en la Cuenca Austral Marina.

En la Cuenca del Golfo San Jorge, es titular y operador del 100% de la concesión de explotación Pampa del Castillo- La Guitarra. Además, participa como socio no operador, con el 50% en la concesión de explotación de Campamento Central- Cañadón Perdido, donde el operador es YPF.

Durante 2015 se continuaron con las actividades de perforación en Campamento Central- Cañadón Perdido. En Pampa del Castillo- La Guitarra, el desarrollo estuvo focalizado en la recuperación secundaria y se realizaron intervenciones con equipos de workover (reparaciones de pozos). En Área Magallanes, se ejecutaron tareas orientadas a mejorar la confiabilidad operacional.

El Sistema de Gestión de Integridad Operacional (SGIO), implementado en ENAP Sipetrol Argentina en 2012 se encuentra operativo. Dicho sistema contribuye a gestionar los riesgos y mejorar las condiciones de seguridad de las personas, del medioambiente y de los procesos e instalaciones en las operaciones de esta filial. Durante el año 2015 se inició la implementación del Programa Estructural de Seguridad (PES), con el cual se prevé

continuar mejorando la performance en prevención de accidentes y contribuir a tener ambientes de trabajos más saludables.

En cuanto a cuestiones comerciales, el precio del gas registró una evolución positiva y continua vigente el “Programa de Estímulo a la Inyección Excedente de Gas Natural”, por el cual, se prevé el pago de un valor de US\$7, 5/MMbtu para el gas inyectado al sistema por encima de una curva de producción base.

En diciembre asumió un nuevo Gobierno Nacional, el cual devaluó el peso argentino un 42% y estableció un nuevo esquema de precios para el crudo de venta al mercado local, que implica una reducción de hasta un 12% respecto de los valores vigentes durante el año 2015, aunque los mismos continúan siendo significativamente más altos que el precio internacional.

Se avanza con un plan de acción focalizado en la racionalización y optimización de costos, de forma de amortiguar el impacto ocasionado por la actual coyuntura.

Con respecto a la extensión de concesiones, el status actual por bloque es el siguiente:

En Área Magallanes (AM), en 2014 se firmó Acuerdo Vinculante para extensión del contrato de asociación con YPF. Luego, el 8 de enero de 2016, el gobierno argentino dio a conocer la Decisión Administrativa N° 1 por la cual se extiende por 10 años la jurisdicción de Estado Nacional que corresponde a una de las 3 jurisdicciones de la Concesión de Explotación de Hidrocarburos de la zona off shore de Área Magallanes.

En Pampa del Castillo (PDC), el 1 de octubre 2015 la Legislatura de la Provincia del Chubut ratificó el Acuerdo de extensión hasta el año 2026 de la Concesión de Explotación del área.

En Área Campamento Central- Cañadón Perdido (CCCCP), área que se comparte en porcentajes iguales con YPF S. A., en diciembre de 2013 se firmó prórroga de concesión con la Provincia de Chubut.

### **Área Magallanes Argentina**

La producción de ENAP Sipetrol Argentina, en el yacimiento Área Magallanes, totalizó 851. 353 barriles de petróleo y 398, 34 millones de metros cúbicos de gas natural (2. 344. 562 barriles equivalentes), lo cual arroja una producción total agregada de 3, 2 millones de barriles equivalentes (BOE).

Estos resultados presentan una disminución respecto de 2014, debido al incidente (rotura del riser de AM3) ocurrido el 19 de agosto de 2015, lo que implicó la detención preventiva de todo AM. El 26 de septiembre se normalizó al 100% la producción del activo.

### **CAM 2/A Sur**

La plataforma Poseidón, con la que cuenta el Área CAM 2/ A Sur, se encuentra sin producir desde diciembre de 2010. Al respecto, luego de realizar los estudios del caso, junto con el socio YPF, se decidió la reversión del Área CAM 2/ A Sur a la provincia de Tierra del Fuego, para lo cual se iniciaron las gestiones con YPF y la propia provincia. Durante 2014, impulsado por la mejora en los precios del gas y la vigencia del programa estímulo a la inyección excedente, se avanzó con estudios de evaluación de factibilidad de perforación al casquete de gas, con el fin de poner en valor los recursos gasíferos remanentes en el área.

### **Área E2 (EX CAM-1/CAM-3)**

Durante 2014 se finalizaron algunos estudios para el Área E2 (EX CAM- 1/CAM- 3). ENAP Sipetrol Argentina es operadora del Área E2, en la Cuenca Austral Marina (CAM), en virtud del convenio de asociación (firmado en septiembre de 2006) con la compañía estatal argentina Energía Argentina Sociedad Anónima (ENARSA) y con YPF, ratificando el acuerdo previamente suscrito en febrero de 2006. Posteriormente, suscribió el Contrato de Unión Transitoria de Empresas E2, que regula la relación de las empresas que participan en esta alianza y ratifica a ENAP Sipetrol Argentina como operadora del Área E2.

### **Pampa del Castillo-La Guitarra**

La producción de ENAP Sipetrol Argentina en el yacimiento Pampa del Castillo- La Guitarra, alcanzó los 1, 6 millones de barriles, un 9% menor a la obtenida en 2014, debido a la declinación de la curva básica de producción, ocasionada por menor actividad a la espera del acuerdo de prórroga de concesión del bloque.

Durante 2014 no se realizó inversión en perforación, sólo se ejecutaron 15 reparaciones de pozos (workover) y 11 mejoras extractivas.

Durante 2015 se tenía programada la campaña de perforación que no se realizó, debido a la espera en la extensión de la Concesión. Sólo se ejecutaron 12 reparaciones de pozos (workover).

## **Campamento Central-Cañadón Perdido**

La producción de ENAP Sipetrol Argentina en el yacimiento Campamento Central- Cañadón Perdido, totalizó 1 millón de barriles de petróleo crudo, lo que representa una disminución de un 10% respecto de lo producido en 2014, debido a la declinación natural del yacimiento.

Durante 2015 se perforaron 3 pozos de desarrollo, los cuales fueron todos productores y 10 reparaciones de pozos (workover).

## **ECUADOR**

Continúa el posicionamiento de ENAP SIPEC a través del avance en las áreas exploratorias en el área de Intracampos, así como en los bloques que han venido siendo explotados desde hace 10 años, Mauro Dávalos Cordero (MDC) y Paraíso Biguno Huachito Intracampos (PBH-I).

### **Actividad exploratoria**

En el área Intracampos finalizó durante 2014 la perforación del primer pozo exploratorio (Inchi), que había comenzado en diciembre de 2013, y se puso en pruebas prolongadas de producción. Posteriormente, se continuó con la perforación del segundo pozo exploratorio (Copal), el cual fue cerrado debido al bajo aporte de producción.

## **Actividad de desarrollo y explotación**

El proyecto de Recuperación Secundaria en el Bloque MDC finalizó el 26 de junio de 2013, con la firma en el campo del acta de entrega a la gerencia de Producción, además de la documentación y planos. Durante el segundo semestre se ejecutaron las actividades de instalación de equipos e instrumentos de monitoreo (SCADA). El 30 de diciembre se firmó en el campo el acta de entrega de la gerencia de Estrategia y Desarrollo de Negocios a la gerencia de Producción del proyecto SCADA.

En el área de PBH durante 2014 se realizó la perforación de 2 pozos de desarrollo (Huachito- 4 y Paraíso- 24), obteniéndose buenos resultados.

Durante 2015 se realizó la perforación de 2 pozos de desarrollo (Huachito- 5 y Paraíso- 25), declarándose el primero como seco, mientras que el segundo tuvo buenos resultados.

Además se perforaron dos pozos de desarrollo en el área de Intracampos: Inchi A-4 y A-5 con producciones promedio de 300 Bbl/d y 1.480 Bbl/d respectivamente.

La producción de ambos yacimientos (MDC y PBHI) alcanzó los 4,6 millones de barriles durante 2015, lo que marcó un aumento de un 4% respecto del año anterior, explicado por la incorporación de la producción de los pozos Inchi.

# **NORTE DE ÁFRICA**

## **EGIPTO**

ENAP Sipetrol es el operador de la producción de bloque East Ras Qattara, con una participación de 50,5%, en sociedad con Kuwait Energy, que tiene el 49,5% restante.

El volumen de crudo producido por ENAP Sipetrol Egipto fue de 4,3 millones de barriles, cifra superior en un 8% respecto de 2014, dado por los buenos resultados de los pozos del campo Shahd.

Asimismo, ENAP Sipetrol Egipto logró obtener US\$ 81,7 millones, correspondientes a ingresos de caja por pagos de la facturación de crudo por parte de la empresa estatal de Egipto, en línea con lo esperado para 2015.

### **Bloque East Ras Qattara**

ENAP Sipetrol es el operador de la producción de bloque East Ras Qattara, con una participación de 50,5%, en sociedad con Kuwait Energy, que tiene el 49,5% restante.

En el bloque East Ras Qattara se han realizado diversos descubrimientos desde 2007 a la fecha, en conjunto con Petroshahd, la compañía operadora asociada en la modalidad Joint Venture con ENAP Sipetrol.

Durante 2014 se perforaron tres pozos de desarrollo, Shahd-SE8, Al Zahraa-4 y Shahd-SE9, que tuvieron resultados positivos. Además, concluyó la perforación del pozo exploratorio Diaa-2 y se perforó un segundo pozo exploratorio, Shahd-4, todos exitosos.

Durante 2015 no se realizaron actividades de perforación, sin embargo se avanzó en la construcción del Proyecto Pipeline.



# ENAP SIPETROL S.A.

## RESULTADOS DEL EJERCICIO

---

ENAP Sipetrol S. A. , alcanzó una utilidad de US\$ 9 millones, que se compara con los US\$ 115 millones obtenidos al 31 de diciembre de 2014. por otra parte, el EBITDA alcanzó a US\$ 175 millones, lo que se compara con los US\$ 266 millones obtenidos al cierre del ejercicio 2014.

El patrimonio de ENAP Sipetrol S. A. llega a US\$ 585 millones.

La disminución en el resultado se debe, principalmente, a la disminución en el margen de Argentina por cambio

en el mix de ventas, menor volumen de exportación y menores precios en el mercado local, y a la disminución en el margen de Egipto, debido al menor precio de crudo de 46% en comparación con el año 2014, lo que impacta negativamente en los ingresos.

Lo anterior, se compensa levemente con el aumento de margen en Ecuador, asociados a mayores ingresos de ventas de servicios petroleros por mayor volumen y precio.



## INVERSIONES DE E&P EN CHILE

La inversión de la Línea E&P se centró, principalmente, en actividades de exploración y explotación de gas en Magallanes. La inversión alcanzó a US\$ 289 millones, que se concentró principalmente en:

### **CEOP Dorado-Riquelme**

(Proyecto de Explotación y Exploración. ENAP es operador, con un 50% de participación).

El año 2014 se perforó un pozo de exploración: el pozo Dorado 5 resultando productor de gas. Además, se realizó la fractura de los 3 pozos exploratorios perforados el año 2013 (Dorado ZG- 1, Palenque Oeste ZG- 1 y Dorado Sur 12), quedando aún pendiente la fractura del pozo Palenque Norte 12 debido a problemas mecánicos.

### **Arenal**

(Proyecto de Exploración. ENAP es operador, con un 100% de participación).

Durante 2014 se perforaron 24 pozos de exploración: i) 18 de gas, de los cuales 12 están produciendo llegando a una tasa de éxito del 92%, 1 pozo fue seco (Springhill) y 5 se encuentran pendientes esperando pruebas de producción y/o fractura. ii) 6 pozos de crudo, de estos 3 resultaron exitosos con una tasa de éxito del 50% y 3 pozos pendientes en espera de realización de pruebas de producción y/o fractura.

Durante 2015 se perforaron 59 pozos con objetivo gasífero (41 no convencionales y 5 Springhill): i) 10 exploratorios de los cuales 7 fueron exitosos llegando a una tasa de éxito del 100% y 3 se encuentran pendientes esperando pruebas de producción y/o fractura. ii) 49 pozos de desarrollo, de estos 47 resultaron exitosos con una tasa de éxito del 100% y 2 pozos pendientes en espera de realización de pruebas de producción y/o fractura.

Para 2016 se contempla la perforación de 46 pozos con objetivo gasífero, además de la construcción de las instalaciones de superficie para la puesta en producción de los pozos.

### **Intracampos Cullen-Lynch**

(Proyecto de Exploración. ENAP es operador, con 100% de participación).

Durante 2014 se perforaron 5 pozos de crudo: Cullen- 201 (ex PK- A) , Lynch 42 (ex V1 (Pk) , Fortuna Sur 1, Fortuna 2 (ex -C) y Paraguaya PK 4 (ex -E) , de los cuales 2 se encuentran en producción, 1 en evaluación, 1 en terminación y el restante abandonado.

En el 2015 se realizaron estudios del área, los cuales continuarán durante 2016.

### **CEOP Coirón**

(Proyecto de Explotación. ENAP tiene un 95% de participación y CONOCOPHILLIPS un 5%).

Durante el primer trimestre de 2014 se perforó el pozo El Fierro 2, resultando productor de gas, además se perforó el pozo El Fierro 3, declarándose no productor.

En forma paralela, se continuó el reproceso de 900 km. de Sísmica 3D, tendiente a entregar una mejor definición del modelo geológico- geofísico.

El 14 de septiembre de 2015 ENAP cedió parte de sus intereses en el CEOP a Conocophillips South America Ventures LTD. (CONOCOPHILLIPS) , quedando la participación de los Partícipes en a) PAE, un 50%; b) ENAP, un 45%; y c) CONOCOPHILLIPS un 5%.

Posteriormente, el 17 de septiembre de 2015 ENAP adquirió la totalidad de la participación de PAE en el CEOP, quedando la participación actual de los partícipes en a) ENAP, un 95%; y b) CONOCOPHILLIPS un 5%

La inversión en Desarrollo efectuada por ENAP en 2015, es de US\$ 3, 196 millones.

Para 2016 se considera la perforación de 1 pozo ZG y un workover.

### **CEOP Caupolicán**

(Proyecto de Explotación. ENAP tiene un 40% de participación, Methanex un 20% y PetroMagallanes el 40% restante) .

Durante el 2014 se perforó el pozo Río del Oro SurOeste- 1, el cual se encuentra cerrado a la espera de una posible estimulación hidráulica y evaluación de productividad. A la fecha se realiza el procesamiento e interpretación de 187 km<sup>2</sup> de sísmica 3D y se terminaron las obras de construcción de la locación para el pozo Caupolicán 2, cuya perforación se realizará durante los primeros meses de 2015.

Durante el 2015 se realizan las siguientes actividades:

1. - Se solicita al Ministerio de Energía la extensión del Segundo Período de Exploración hasta el 20 de diciembre de 2015. Con fecha 22 de junio de 2015 se autoriza esta prórroga mediante escritura pública hasta el plazo señalado.

2. Con fecha 19 de mayo de 2015 el Operador decide en forma unilateral iniciar la perforación del pozo Caupolicán 2. Se realizaron una serie de inspecciones técnicas solicitadas por ENAP para determinar las condiciones del equipo de perforación. El equipo debió suspender sus operaciones por varios días y reparar los problemas críticos detectados. El pozo Caupolicán 2 llegó al objetivo principal (Fm Springhill) l en 3. 846 m. y a una profundidad final de 3. 910 m. , con un diseño de pozo con limitaciones técnicas, manifestando un muy bajo aporte de gas. Actualmente el pozo se encuentra cerrado (BU) a la espera de recuperación presión para definir futuras posibles acciones.

3. - Se realiza auditoría técnica a gasoducto Río del Oro- Cabaña. ENAP informa al Operador que las recomendaciones indicadas por el Auditor deben ser incorporadas antes de la puesta en operación de las instalaciones, para lo cual PetroMagallanes presentó un programa de implementación.

4. - El 15 de junio de 2015 el grupo sísmico dio por terminada la operación de registro en la Campaña Sísmica Clarencia 3- D. El cubo procesado se recibió en ENAP en la primera semana de octubre, el que se sometió a control de calidad, que resultó positivo. Se trabaja en la etapa de interpretación en ENAP, la que está pendiente por parte del Operador.

ENAP ha invertido a la fecha en el segundo período exploratorio US\$ 10, 2 millones.



## INVERSIONES DE E&P EN EL EXTRANJERO

### ARGENTINA

La inversión de E&P en este país se concentró en:  
Pampa del Castillo- La Guitarra

(Proyecto de Explotación. ENAP Sipetrol es operador, con un 100% de participación).

Durante 2015 no se realizaron actividades de perforación, sólo se ejecutaron 12 reparaciones de pozos (workover).

Para 2016 se prevé la perforación de 6 pozos de desarrollo y reparaciones de pozos (workover).

Campamento Central- Cañadón Perdido

(Proyecto de Explotación. ENAP Sipetrol tiene un 50% de participación).

Durante 2014 se perforaron 7 pozos de desarrollo con resultados positivos.

Durante 2015 se perforaron 3 pozos de desarrollo con resultados positivos.

Para 2016 se contempla la perforación de 4 pozos en el área de Bellavista Sur y actividades de workover.

### EGIPTO

La inversión de E&P en este país se concentró en:

#### East Ras Qattara

(Proyecto de Explotación y Exploración. ENAP Sipetrol es operador, con 50, 5% de participación).

Durante 2015 se avanzó en la construcción del oleoducto.

Para 2016 se prevé la perforación de 2 pozos exploratorios y 1 pozo de desarrollo, junto con el término de la construcción del oleoducto.

## ECUADOR

La inversión de E&P en este país se concentró en:

### **Mauro Dávalos Cordero (MDC)-Paraíso Biguno Huachito Intracampos (PBH-I)**

(Proyecto de Explotación y Exploración. ENAP SIPEC es operador, con 100% de participación).

El proyecto de Recuperación Secundaria en el Bloque MDC finalizó el 26 de junio de 2013, con la firma en el campo del acta de entrega a la gerencia de Producción, además de la documentación y planos. Durante el segundo semestre se ejecutaron las actividades de instalación de equipos e instrumentos de monitoreo (SCADA).

El 30 de diciembre se firmó en el campo el acta de entrega de la gerencia de Estrategia y Desarrollo de Negocios a la gerencia de Producción del proyecto SCADA.

Para 2016 en MDC se considera la Evaluación Ambiental expost el campo, reprocesamiento sísmico y algunas mejoras para la recuperación secundaria.

En PBH durante el 2014 se realizó la perforación de 2 pozos de desarrollo (Huachito- 4 y Paraíso- 24), obteniéndose buenos resultados.

Durante 2015 en PBH se perforaron 2 pozos de desarrollo (HUA- 05, PSO- 25), siendo el primero de estos declarado seco. Mientras que en Intracampos se perforaron 2 pozos de desarrollo (Inchi A- 4 e Inchi A- 5) con buenos resultados.

### **Bloque 28**

Se suscribió el contrato del Bloque 28 con el Consorcio conformado por: ENAP SIPEC, Petroamazonas y Belorusneft.

Durante el 2016 se realizarán actividades de permisología y obras civiles.

### **Bloque 3 Jambelí**

(Proyecto de Exploración. ENAP Sipetrol es operador, con 100% de participación).

Consiste en la exploración del área ubicada en la costa del Golfo de Guayaquil, en busca de nuevos prospectos y reservas potenciales, principalmente de petróleo.

El 8 de mayo de 2013 se inició la adquisición sísmica 2D off-shore con la empresa rusa Sevmorgeo, la que concluyó en 2014. Asimismo, se elaboró y analizó el estudio conceptual del desarrollo del bloque; se realizaron corridas de simulación de escenarios para evaluar el bloque y se efectuó el recorrido marítimo en el área para la evaluación de equipos.

En enero de 2015 se concluyó la evaluación de escenarios y en el Directorio del 29 de enero se aprobó la solicitud para la salida del Bloque 3J por las siguientes razones:

- Alto riesgo exploratorio.
- Alto nivel de inversiones asociadas a pozos y facilidades.
- Riesgo de no poder operar en el bloque por problemas con comunidades.
- Dada la falta de infraestructura, tomará un período de años mayor al contemplado inicialmente para empezar a obtener la producción.

Con la decisión de no continuar con la exploración y devolución del bloque, en 2015 se procedió al cierre del proyecto. El compromiso exploratorio con el estado ecuatoriano, que incluía los estudios sísmicos, se cumplió, y no se tuvieron impedimentos ni contingencias en la devolución del bloque.

# LÍNEA DE NEGOCIO DE REFINACIÓN Y COMERCIALIZACIÓN

---



## SÍNTESIS DE LA GESTIÓN

ENAP logró todos los objetivos que tenía establecidos: fortalecimiento financiero, recuperación del patrimonio y ejecución de inversiones. En 2015 se lograron los mejores resultados de los últimos 15 años en cuanto al EBITDA, sin embargo, lo más relevante fue terminar con las grandes variaciones y estabilizar financieramente la empresa, de manera que no vuelva a caer el EBITDA por debajo de los US\$ 600 millones.

Por su parte, el precio internacional del petróleo Brent continuó su caída en 2015, pasando de US\$ 56 el barril a principios de año, hasta los US\$ 37 el barril hacia el término del período.

Para la Línea de Negocio Downstream, el impacto de este nuevo escenario con el precio del crudo Brent a la baja ha sido positivo, manteniendo la misma tendencia los costos energéticos, tanto del fuel gas para consumo interno, como del gas natural.

Influyó positivamente la mayor producción de gasolinas y la mejora en la tasa de utilización de las refinerías que ya se había conseguido en 2014.

Sin contar las cargas complementarias, en 2015 las refinerías de ENAP, Aconcagua, Bío Bío y Gregorio, procesaron 9,8 millones de m<sup>3</sup> de crudo, importado principalmente desde Sudamérica (94%).

La producción de combustibles y otros productos en 2015 fue de 11,5 millones de m<sup>3</sup>. De este total destacan las gasolinas, con 34% y diesel, con 31%. El rendimiento volumétrico del período fue 96,1%.

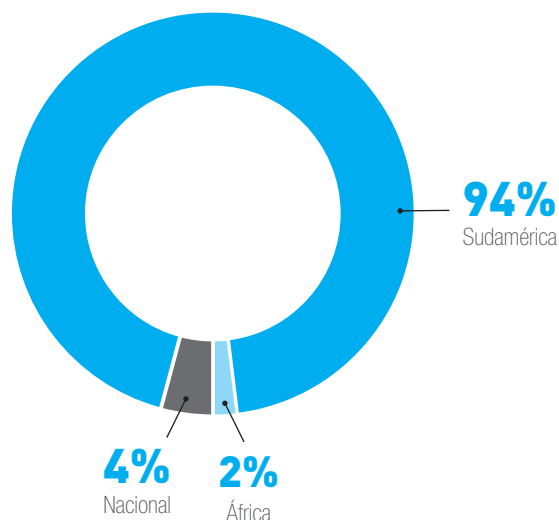
En las refinerías Aconcagua y Bío Bío la tasa de utilización promedio de ambas fue de 74,6% y la disponibilidad de plantas alcanzó al 92,4%, cifras superiores a las registradas en 2014 (73,6% y 92,3%, respectivamente).

## REFINACIÓN

| CRUDOS                 | TOTAL R&C       |            |
|------------------------|-----------------|------------|
|                        | Mm <sup>3</sup> | % Can.     |
| Livianos               | 584             | 5          |
| Intermedios            | 5.406           | 45         |
| Pesados                | 3.856           | 32         |
| Cargas Complementarias | 2.097           | 18         |
| <b>TOTAL</b>           | <b>11.097</b>   | <b>100</b> |

Fuente: Gerencia R&C de ENAP.

## ORIGEN DEL CRUDO REFINADO



| PRODUCCIÓN NETA            | TOTAL R&C       |            |
|----------------------------|-----------------|------------|
|                            | Mm <sup>3</sup> | % Can.     |
| Gas Licuado                | 554             | 5          |
| Gasolinas                  | 3. 907          | 34         |
| Kerosenes                  | 889             | 8          |
| Diesel                     | 3. 609          | 31         |
| Petróleo Combustible       | 1. 318          | 11         |
| Prod. Industriales y otros | 1. 196          | 10         |
| <b>TOTAL</b>               | <b>11.472</b>   | <b>100</b> |

Rendimiento Volumétrico 96, 1%

Fuente: Gerencia R&C de ENAP.

## MERCADO NACIONAL

Durante 2015, el consumo nacional de productos refinados del petróleo alcanzó los 19,06 millones de metros cúbicos, equivalentes a 328. 504 barriles por día (bpd) , aumentando un 4,9% en relación al año anterior.

El aumento del consumo se explica por el impacto de mayores precios al usuario final y por una desaceleración de la actividad económica. Así, de acuerdo a estimaciones preliminares de la Organización para la Cooperación y el Desarrollo (OECD) , el PIB de Chile se expandió en 1,9% en 2015, contrastando con el crecimiento de 4,1% en 2014. De particular importancia parece haber sido una menor producción del sector minería del cobre, un gran demandante de combustibles derivados del petróleo, de acuerdo a estimaciones preliminares del Consejo Minero.

Al analizar la variación del consumo por producto en relación a 2014, se aprecian comportamientos muy dispares, destacándose las disminuciones del consumo de petróleo combustible y productos industriales, contrastando con el aumento del consumo de Gas Licuado de Petróleo (GLP) , gasolina vehicular, kerosene y diesel.

El consumo total de diesel aumentó un 6,1%, a 9,62 millones de metros cúbicos (165. 710 bpd) , manteniendo su condición de producto de mayor consumo entre los combustibles derivados del petróleo.

El consumo nacional de gasolina vehicular fue el segundo mayor en volumen, con 4,32 millones de metros cúbicos (74. 439 bpd) , creciendo 6,9% en relación al nivel de 2014. Debido a una alta elasticidad-ingreso de la demanda por gasolina, el efecto del crecimiento del ingreso de los consumidores asociado al mayor PIB, superó el impacto negativo sobre la demanda del aumento de 4,8% del precio real de este combustible.

El Gas Licuado de Petróleo (GLP) se constituyó en el tercer producto más importante en cuanto a consumo, con 2,35 millones de metros cúbicos (40. 409 bpd) , registrando un aumento de 5,2% respecto del año anterior. En este caso, el menor consumo se explica por un aumento del precio real de 0,8% y por pérdidas de mercado al gas natural.

El consumo de kerosene aumentó un 4,9%, a 1,38 millones de metros cúbicos (23. 703 bpd) . Dentro del total, el kerosene de aviación, que representa un 91% del consumo, aumentó marginalmente en 6,2%,

mientras que el kerosene de uso doméstico cayó un 6,5 %, afectado por un aumento de 8,4% de su precio real.

El consumo de fuel oil disminuyó 6,5 % y alcanzó 1 millón de metros cúbicos (17.238 bpd). El consumo de fuel oil en usos industriales cayó en 12,3% (91.000 m³), mientras que las ventas de fuel oil como combustible marino en los puertos del país aumentaron en 6,6% (21.684 m³).

Finalmente, el consumo de productos industriales -solventes, olefinas (materias primas básicas para la industria petroquímica) y productos asfálticos-, totalizó 0,41 millones de metros cúbicos (7.006 bpd), con una disminución de 10,3 % respecto de 2014.

| <b>Consumo Nacional</b>        | <b>2015<br/>Mm³</b> | <b>2014<br/>Mm³</b> | <b>Variación<br/>2015/2014</b> |
|--------------------------------|---------------------|---------------------|--------------------------------|
| Gas licuado de petróleo        | 2.345               | 2.229               | 5,2%                           |
| Gasolina vehicular             | 4.320               | 4.039               | 7,0%                           |
| Kerosene                       | 1.375               | 1.311               | 4,9%                           |
| Diesel                         | 9.616               | 9.062               | 6,1%                           |
| Fuel Oil                       | 1.000               | 1.070               | -6,5%                          |
| Productos industriales y otros | 407                 | 453                 | -10,3%                         |
| <b>TOTAL</b>                   | <b>19.063</b>       | <b>18.164</b>       | <b>-4,9%</b>                   |

Fuente: Gerencia R&C de ENAP.

## VENTAS

Las ventas totales llegaron a 11,73 millones de m³ (202.211 bpd), levemente superiores al año anterior. Este aumento se explica principalmente por el mayor nivel de ventas de exportación, que aumentó de 0,28 millones de m³ en 2014 a 0,45 millones de m³ en 2015, vale decir, un aumento de 60% y, por el mayor nivel de ventas al mercado nacional, que aumentó de 11,13 millones de m³ en 2014 a 11,28 millones de m³ en 2015.

Los productos con mayor participación en las ventas de ENAP correspondieron a gasolina y diésel, ambos con una incidencia del 37%, respectivamente.

Del volumen de venta total, 10,17 millones de m³ (175.172 bpd) correspondieron a producción propia,

lo que representa el 86,6% del total vendido. El 13,4% restante, 1,57 millones de m³ (27.040 bpd), fue abastecido principalmente con importaciones y también, en menor cuantía, con compras a terceros nacionales.

## VENTAS AL MERCADO NACIONAL

Las ventas al mercado nacional fueron de 11,28 millones de m³ (194.400 bpd), con una participación de mercado de 59,2%, dos puntos porcentuales menos que en 2014.

En la menor participación de mercado incidió la baja en las ventas de GLP (-34.000 m³), debido, en parte, a una menor disponibilidad para la venta de butano de las refinerías, al destinarse parte de la producción a carga en la Planta de Alquilación de Refinería Aconcagua. Esto ocasionó una baja de la participación en el mercado

nacional de GLP, de 17,9% en 2014 a 15,5% en 2015. No obstante, gracias a la producción de dicha Planta de Alquilación, ENAP aumentó su participación de mercado en la gasolina, de mucho mayor valor que el GLP.

Entre las ventas nacionales, el producto más vendido fue la gasolina vehicular, con 4,38 millones de m<sup>3</sup> (75.518 bpd), manteniendo la participación de mercado del 100% lograda el 2014.

La participación de mercado de ENAP puede exceder de 100% debido a que el exceso sobre el consumo nacional puede explicarse por un aumento en los inventarios de los distribuidores.

El segundo producto con mayor venta fue el diésel, con 4,31 millones de m<sup>3</sup> (74.180 bpd) y una participación de mercado de 44,8%.

En orden de magnitud de las ventas, los volúmenes siguientes corresponden al petróleo combustible, con 1,02 millones de m<sup>3</sup> (17.578 bpd) y una participación de mercado de 100%; el kerosene, con 0,93 millones de m<sup>3</sup> (15.983 bpd) y una participación de mercado de 67,4%; el GLP, con 0,37 millones de m<sup>3</sup> (6.283 bpd) y una participación de mercado de 15,5%. Finalmente, los productos industriales, con 0,29 millones de m<sup>3</sup> (4.963 bpd) y una participación de mercado de 70,8%

## EXPORTACIONES

Las exportaciones de ENAP llegaron a 0,45 millones de m<sup>3</sup> de productos derivados del petróleo, lo que equivale al 3,95% de la producción total de sus refinerías.

## VENTAS Y PARTICIPACIÓN DE MERCADO DE ENAP EN 2015 (CIFRAS EN MM<sup>3</sup>)

| PRODUCTOS                       | Consumo Nacional     |                      | Ventas Nacionales de ENAP |                      | Participación en Mercado Nacional |                      | Exportaciones ENAP   |                      | Venta de importaciones ENAP |                      | Variaciones 2015/2014 |                  |
|---------------------------------|----------------------|----------------------|---------------------------|----------------------|-----------------------------------|----------------------|----------------------|----------------------|-----------------------------|----------------------|-----------------------|------------------|
|                                 | 2015 Mm <sup>3</sup> | 2014 Mm <sup>3</sup> | 2015 Mm <sup>3</sup>      | 2014 Mm <sup>3</sup> | 2015 Mm <sup>3</sup>              | 2014 Mm <sup>3</sup> | 2015 Mm <sup>3</sup> | 2014 Mm <sup>3</sup> | 2015 Mm <sup>3</sup>        | 2014 Mm <sup>3</sup> | Consumo Nacional      | Ventas Nac. ENAP |
| GLP                             | 2.345                | 2.229                | 365                       | 399                  | 15,5%                             | 17,9%                | 68                   | 46                   | 0                           | 0                    | 5,2%                  | -8,5%            |
| Gasolina                        | 4.320                | 4.039                | 4.832                     | 4.076                | 100,0%                            | 100,0%               | 0                    | 0                    | 673                         | 605                  | 7,0%                  | 7,5%             |
| Kerosene                        | 1.375                | 1.311                | 927                       | 915                  | 67,4%                             | 69,8%                | 0                    | 0                    | 65                          | 0                    | 4,9%                  | 1,3%             |
| Diesel                          | 9.616                | 9.062                | 4.305                     | 4.295                | 44,8%                             | 47,4%                | 0                    | 24                   | 801                         | 606                  | 6,1%                  | 0,2%             |
| Fuel Oil                        | 1.000                | 1.070                | 1.020                     | 1.149                | 100,0%                            | 100,0%               | 273                  | 91                   | 0                           | 1                    | -6,5%                 | -11,2%           |
| Productos Industriales y otros. | 407                  | 453                  | 282                       | 293                  | 69,4%                             | 64,6%                | 112                  | 122                  | 0                           | 0                    | -10,3%                | -3,7%            |
| <b>TOTAL</b>                    | <b>19.063</b>        | <b>18.164</b>        | <b>11.281</b>             | <b>11.127</b>        | <b>59,2%</b>                      | <b>61,3%</b>         | <b>453</b>           | <b>283</b>           | <b>1.540</b>                | <b>1.212</b>         | <b>4,9%</b>           | <b>1,4%</b>      |

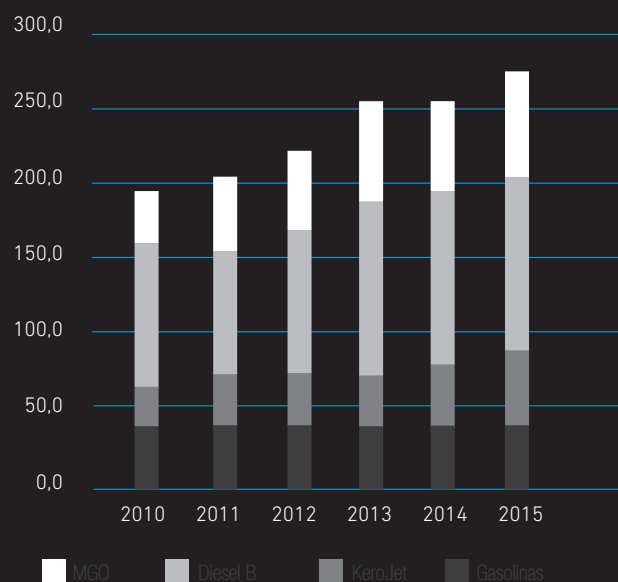
Fuente: Gerencia R&C de ENAP.

# REFINACIÓN Y COMERCIALIZACIÓN DE ENAP EN MAGALLANES

## Abastecimiento de combustibles para la Región de Magallanes y Antártica Chilena

La Línea de Refinación y Comercialización de ENAP en Magallanes distribuyó un volumen total de 278.800 m<sup>3</sup> de combustibles líquidos (gasolinas, kerosene de aviación, diesel de uso automotriz y marino), cifra un 7% superior a la de 2014, y que implicó el abastecimiento del 100% de la demanda regional.

### ABASTECIMIENTO DE COMBUSTIBLES XII REGIÓN



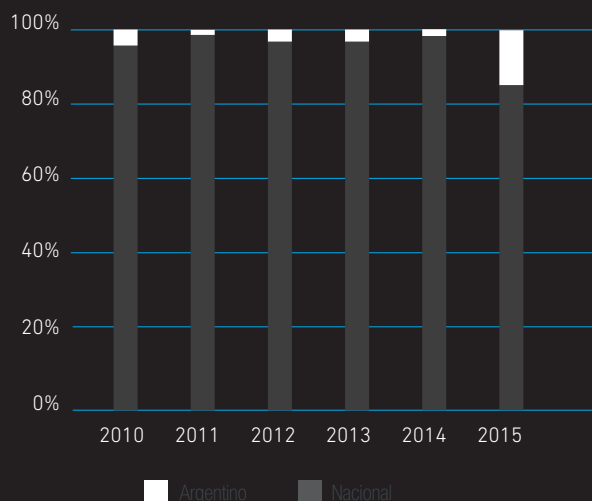
### Refinería Gregorio

Se refinaron 263.900 m<sup>3</sup> de crudo liviano (° API > 27). La canasta estuvo compuesta en un 85% por petróleo de origen nacional y un 15% proveniente de Argentina.

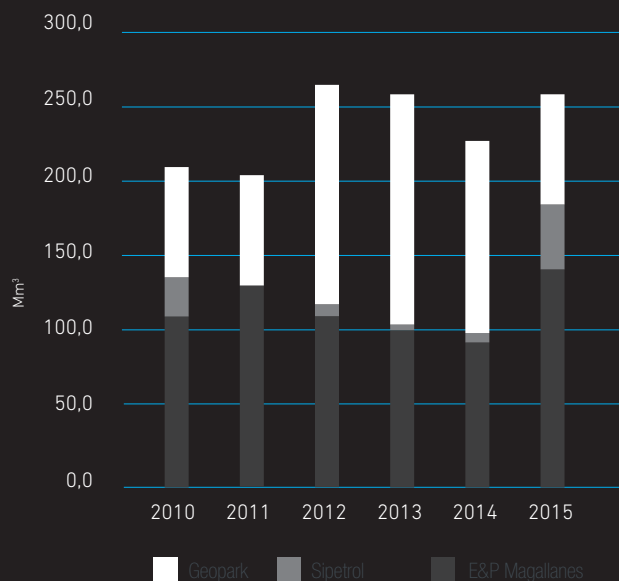
Del volumen total producido en Refinería Gregorio, 23% correspondió a nafta; 16% a kerosene de aviación; 22% a diesel marino (MGO) y el 39% restante a crudo reducido.



### ORIGEN CRUDOS REFINADOS



## CANASTA CRUDOS REFINADOS



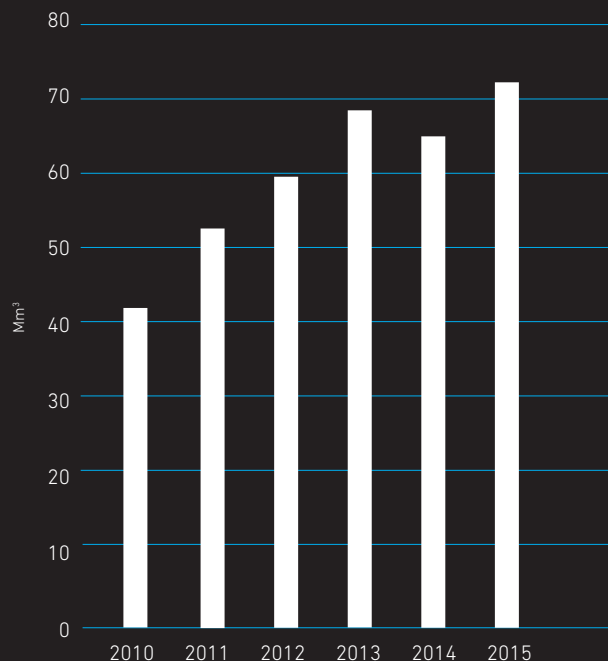
Las ventas durante el 2015 fueron las siguientes: 73.136 m³ de MGO, 40.915 m³ de Kerojet, 51.244 m³ de Nafta y 83.303 m³ de crudo reducido. Además se vendió a ERSa 96.674 m³ de crudo.



**Planta Cabo Negro**

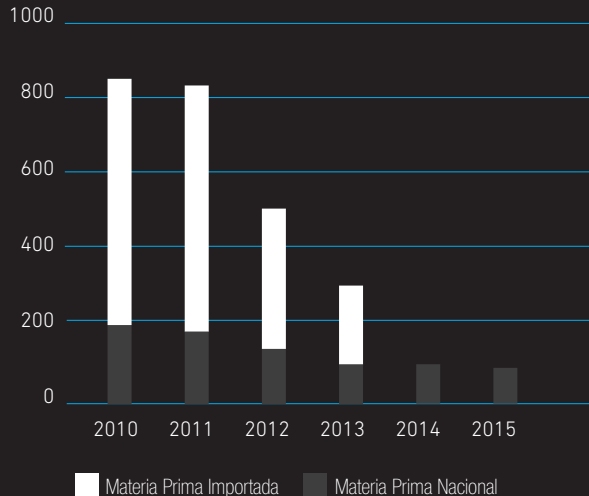
La materia prima (raw product) fraccionada en la Planta Cabo Negro fue de 99.624 m³, 100% de origen nacional. Se obtuvieron 76.108 m³ de GLP (propano y butano) y 23.516 m³ de Gasolina Natural.

## VENTAS ANUALES DIÉSEL MGO



Las ventas de MGO durante el 2015 presentan un crecimiento de 10% respecto de 2014, reflejando los resultados obtenidos en la gestión de desarrollo del mercado del MGO a nivel local.

## MATERIA PRIMA FRACCIONADA



Del total de GLP procesado en Cabo Negro, 24.972 m³ (equivalentes a 12,8 Mton) se destinaron al abastecimiento de la demanda de Gas Licuado en las XI y XII Regiones.

Con respecto a las exportaciones de GLP, estas ascendieron a 68.114 m³ (equivalentes a 37,7 Mton), con destinos a Italia, Paraguay, Estados Unidos y Ghana.

## SISTEMA GESTIÓN DE CALIDAD ISO 9001:2008

Desde noviembre de 2006, R&C Magallanes cuenta con certificación de Calidad ISO 9001. Durante 2015 la empresa certificadora Bureau Veritas realizó en forma satisfactoria una auditoría de vigilancia y una de recertificación a los procesos de Planeamiento, Refinación de Crudo y Fraccionamiento de GLP para la producción y comercialización de combustibles, abordando específicamente los procesos de Certificación de Calidad de Productos, Mantenimiento, Operaciones, Plantas y Terminales, Planificación Logística y Abastecimiento (*Planning*), Comercial y gestión de las Direcciones de R&C en Magallanes, como así también a los procesos de soporte como Capacitación y Desarrollo, gestión de Compras de Materiales y Contratación de Servicios. Como resultado de esta última auditoría, R&C Magallanes cuenta con una recertificación ISO 9001:2008, con vigencia hasta septiembre de 2018.

## CAPACITACIÓN Y APRENDIZAJE

Las actividades de capacitación ascendieron aproximadamente a 5.514 horas. Los distintos cursos en los que se participó por área fueron los siguientes.

**Laboratorio:** Análisis NCH- ISO 17025: 2005, Laboratorio de Ensayo y Calibración y Formación Auditores Internos Sistema Gestión de Calidad ISO 9001:2008.

**Operaciones Marítimas:** Loading Master, Radio Operador del Servicio Móvil Marítimo y Manejo de Mercancías Peligrosas, entre otros.

**Plantas y Terminales:** Gestión de Emergencias para Brigadas, Rescate Técnico en Altura, Medición y Cálculo de Petróleo Crudo y Combustibles en Estanques de Tierra, entre otros.

**Ingeniería:** Aspen HYSYS, Inspección Norma API 653 Estanques Atmosféricos, Tap Root y Taller Uso PI Asset Framework.

Con participación de todas las áreas, se realizaron capacitaciones en “SafeStart”, desarrollo de habilidades para trabajo en equipo, Manejo Defensivo, Talleres de Evaluación de Desempeño para Jefaturas, además de la participación en el IHS Latin America LPG Seminar & Workshops 2015 por parte del área Comercial.

## FOCOS DEL NEGOCIO

Para 2016, los principales focos son continuar desarrollando mercados para el diesel marino (MGO) y el GLP (propano y butano), y la implementación del programa de desarrollo de inversiones e iniciativas operacionales, destinados fundamentalmente a reducción de brechas en materias de mitigación de riesgos y cumplimiento normativo, excelencia operacional, mejoras en materias de seguridad y sustentabilidad del negocio.

# GESTIÓN DE INVERSIÓN Y FINANCIAMIENTO

---

## INVERSIONES R&C

Las refinerías Aconcagua (incluye inversiones de Logística), Bío Bío e instalaciones de R&C Magallanes realizaron desembolsos por proyectos de inversión ascendentes a US\$ 1,62 millones, US\$ 10,07 y US\$ 1,16 millones, respectivamente.

Los detalles de los avances de los principales proyectos industriales son los siguientes:

### **Segregación de las Regeneradoras de Aminas para MDEA Y DEA - Refinería Aconcagua:**

Este proyecto apunta a la disminución de los costos de operación, otorgar mayor seguridad a la operación de las instalaciones y minimizar los impactos en la comunidad por los upset de las plantas de azufre, al mejorar la carga de dichas unidades. El proyecto tuvo un desembolso de US\$ 452.000.

Durante 2015 se continuó con el proceso de adquisiciones. Para 2016 se proyectan las actividades de montaje de equipos e interconexiones.

### **Habilitación Segunda Posición de carga en mesa bottom loading - Maipú**

Este proyecto, concluido en 2015, permite aumentar capacidad de carga y disponibilidad de servicio de carguío a terceros, y contar con mayor disponibilidad de puntos de carguío ante un eventual aumento de demanda.

Durante 2015 se realizó la ingeniería de detalles, compras y montaje de equipos y materiales y puesta en marcha. El proyecto tuvo un desembolso de US\$ 483.000.

### **Construcción Estanque de Aguas Ácidas - Refinería Bío Bío**

Este proyecto permitirá disminuir la probabilidad de eventos de olores causados por las emisiones no controladas de SO<sub>2</sub> desde planta de Azufre y/o H<sub>2</sub>S desde planta de Aguas Ácidas. Adicionalmente, permitirá flexibilizar la operación y facilitar la mantención de las plantas de Aguas Ácidas y estabilizar la operación de la planta de Azufre. El proyecto tuvo un desembolso de US\$ 7,225 millones.

Para 2016 se proyecta terminar la construcción y montaje, con la posterior puesta en marcha.

### **Instalación de sistema de abatimiento de emisiones Wet Gas Scrubber - Refinería Bío Bío**

El proyecto permite reducir las emisiones de material particulado fino, disminuir las emisiones de compuestos azufrados y cumplir con el compromiso adquirido frente a la Autoridad Medioambiental.

Durante 2015 se emitieron las órdenes de compra de los equipos principales (Scrubber y Recuperador de Calor). Para 2016 se dará inicio al contrato EPC (XXX). El proyecto tuvo un desembolso de US\$ 2,061 millones.

### **Construcción Nuevas Islas Patio de Carga Cabo Negro - Magallanes**

Este proyecto apunta a realizar las modificaciones necesarias al sistema actual para modernizar el sistema de carga de acuerdo a la legislación. Durante 2014 se terminó la ingeniería de detalles y se inició el proceso de adquisiciones y la licitación del contrato de construcción. Para 2016 se espera avanzar en el proceso de construcción. El proyecto tuvo un desembolso de US\$ 1,159 millones.

## PROVEEDORES

En 2015 ENAP Refinerías S. A. cubrió la casi totalidad de sus requerimientos de petróleo crudo con importaciones provenientes de Latinoamérica y África, dependiendo de las condiciones de precio y de calidad del crudo.

Las compras de petróleo crudo se realizaron, en parte, mediante contratos con productores internacionales, además de compras en el mercado spot.

Los principales proveedores durante 2015 fueron: BG, Core, Galp, Petrobras, Repsol, Shell, Trafigura y Unipetec.

En cuanto a las compras de productos refinados, los principales orígenes fueron Estados Unidos y Brasil. Los principales proveedores de estas importaciones fueron las empresas BP, Exxon, Lyondell, Trafigura y Valero.



# ENAP REFINERÍAS S.A.

## RESULTADOS DEL EJERCICIO

ENAP Refinerías S. A. , tuvo una utilidad en el ejercicio de US\$ 246 millones, situación que se compara con la utilidad al 31 de diciembre de 2014 de US\$ 31 millones. Esta variación de US\$ 215 millones se explica principalmente por una variación positiva de US\$ 291 millones en el margen bruto, alcanzando los US\$ 575 millones al 31 de diciembre de 2015.

El EBITDA generado al 31 de diciembre de 2015 alcanzó a US\$ 598 millones, que se compara positivamente con los US\$ 320 millones generados al 31 de diciembre de 2014. El patrimonio de ENAP Refinerías S. A. , llegó a US\$ 589 millones al 31 de diciembre de 2015, aumentando en US\$ 231 millones respecto de diciembre de 2014.

En el ejercicio 2015, el margen bruto representó un 10% de las ventas, superior al 3% registrado en el ejercicio 2014. Este positivo escenario se explica por el incremento de aproximadamente 5,5 US\$/bbl del margen de refinación promedio del ejercicio 2015, comparado con el ejercicio 2014. A esto se suma el costo de compra promedio de la materia prima, que

pasó de 98 US\$/bbl al 31 de diciembre de 2014, a 51 US\$/bbl al 31 de diciembre de 2015, sumado esto a la optimización en la canasta de compra de crudo.

Adicionalmente, lo anterior se suma una baja en los costos no crudo, principalmente costos de energía (GNL, energía eléctrica, vapor, etc.)

En el ámbito operativo, el volumen de refinación, incluyendo crudos y cargas complementarias, alcanzó a 11,9 millones de m<sup>3</sup>. La producción en tanto fue de 11,5 millones de m<sup>3</sup>, siendo los principales productos el diesel y la gasolina, con 34,1% y 31,5% de la canasta, respectivamente.

La tasa de utilización de las refinerías fue del 74,6% y la disponibilidad de plantas del 92,4% (promedio de las Refinerías Aconcagua y Bío Bío).

El volumen total de ventas al mercado nacional fue de 11,3 millones de m<sup>3</sup>, cifra que representa una participación de mercado de 59,2%. Por su parte, las exportaciones alcanzaron a 0,5 millón de m<sup>3</sup>, cifra que representa el 3,9% del total de productos vendidos por la Línea de Negocio de R&C.



## PROPIEDADES Y EQUIPOS

### Refinería Aconcagua

En esta refinería, las principales plantas de procesamiento de petróleo crudo y cargas complementarias son: Topping y Vacío I, Topping y Vacío II, Visbreaking, Cracking Catalítico, Reformación Catalítica Continua, Hidrocracking, MildHidrocracking (MHC), Desulfurizadora de Gasolina de Cracking (HDG), Hidrotratamiento de Diesel, Isomerización, Complejo de Alquilación, Planta de DIPE, Plantas de Azufre y Complejo de Coquización Retardada.

Además, existen plantas de Regeneración de Ácido Sulfúrico, Fijación de Azufre, Tratamiento de Kerosene, de Gas Licuado y de Gases Combustibles, tratamiento de efluentes y otros; sistema cerrado de agua de refrigeración; oleoducto de la refinería al terminal marítimo de Quintero; instalaciones de tuberías internas de zonas de estanques a plantas procesadoras y de estas plantas a estanques de productos intermedios y finales; zona de bombas para enviar productos desde la refinería a la Región Metropolitana, a través de oleoducto de propiedad de Sonacol; zona de bombas y terminales marítimas, incluyendo una de tipo monoboya en Quintero; laboratorio químico; cuartel para el Cuerpo de Bomberos para turnos de 24 horas; carros bombas, equipos y elementos para combatir incendios; talleres

especializados de mantenimiento y reparación de todas las plantas; equipos eléctricos de emergencia a base de combustible diésel y gas; sistema de interconexión de gas natural para ser utilizado como combustible en calderas y generar vapor e instalaciones para los contratistas.

La empresa también posee las siguientes propiedades inmuebles en Concón: predio en Avenida Borgoño 25777, destinado a la industria, Lote C-9 Campo Deportivo; Lotes S- Sonacol, industria; Lote E7/ B6, sitio eriazo; Dos Norte, Lote R- 1, industria; Vía 2- A- 5, Lote E7/ B1, sitio eriazo; Calle 2 Norte, Lote R- 3, industria; Tierra del Fuego esquina Magallanes, casa abierta; Vía 2 –A- 5, Lote R- 5, sitio eriazo; Camino Particular ERS A Aconcagua, Lote R- 4, sitio eriazo; Lote R- 6- 3, industrial; Lote R- 6- 4, sitio eriazo; Lote R- 7, sitio eriazo; Dos Norte, Lote H- 4, sitio eriazo; Barros Borgoño 25175, Rotonda Concón, Lote 1, oficinas; Fundo Colmito, Lote 1, Pozo 23, sitio eriazo; Fundo Colmito, Lote 2, Pozo 25, sitio eriazo. Además, posee el estacionamiento 152, en calle Blanco 625 Valparaíso; y otros dos en Avenida Manantiales LT 3A- B, y ST 420.

En la comuna de Quintero las propiedades son: Camino Costero N° 701, Vía 5- 6 P. I. V. ; Camino Costero N° 1201, Vía 5- 6 P. I. V. ; Lote 117 (sitio eriazo); Lote 172 (sitio eriazo); Parcela 16 Mantagua, sitio eriazo; y Lotes 11, 12 y 13, Fundo Las Gaviotas (sitio eriazo).

### Refinería Bío Bío

En esta refinería, las principales plantas de procesamiento de crudos y cargas complementarias son: Topping y Vacío I, Topping y Vacío II, Visbreaking, Cracking Catalítico, Reformación Catalítica Continua, Hidrotratamiento de Diesel 1, Hidrotratamiento de Diesel 2, Desulfurizadora de Gasolina de Cracking (HDG), Hidrocracking, Saturación de Benceno, Isomerización, Separadora y Purificadora de Propileno, Planta de Hidrógeno CHT, Coquización Retarda (Coker) e Hidrotratamiento de Diesel (HDT), Cogeneradora propiedad de Petropower

Energía Limitada, Planta de Hidrógeno de Bío Bío, copropiedad con SigdoKopper S. A; Planta de Hidrocracking Suave de Gas Oil (MHC) y Planta de Regasificación de Gas Natural Licuado, en la comuna de Pemuco, Octava Región.

También existen plantas de tratamiento de Merox de Kerosene, Gasolina y Gas Licuado, Planta de Sulfhidrato de Sodio, Recuperadora de Azufre N° 1 y N° 2, Tratamiento de Gases, Tratamiento de Aguas Ácidas, Tratamiento de Aguas Aceitosas, Suministros de agua de refrigeración, vapor y energía eléctrica, estanques para almacenamiento de petróleo crudo, productos intermedios y finales.

Otras instalaciones industriales son los oleoductos para transportar productos terminados desde la refinería hasta la ciudad de San Fernando, que se conecta con el oleoducto de Sonacol (San Fernando- Maipú) y estaciones de bombeo en Refinería Bío Bío, Chillán y Molina; oleoductos desde la refinería al Terminal Marítimo de San Vicente para el transporte de petróleo crudo y productos terminados; terminal marítimo San Vicente donde se encuentran instalados un Nuevo Muelle tipo Pasarela y 2 terminales marítimos con cañerías submarinas; cañerías internas desde las zonas de estanques a las plantas procesadoras y de estas plantas a estanques de productos intermedios y finales; gasoducto para la recepción y entrega de gas licuado; motobombas para enviar productos desde la Refinería a San Fernando y San Vicente; motobombas en San Vicente para embarques de productos por vía marítima y recepción de crudos importados por la misma vía marítima; laboratorio químico; instalaciones y cuartel para la Brigada de Respuesta a Emergencias, que opera con trabajadores voluntarios de planta; talleres especializados para atender el mantenimiento y reparaciones de todas las plantas; equipos eléctricos de emergencia que funcionan con diesel y gas natural y sistema de interconexión de gas natural para ser utilizado como combustible en calderas y hornos (generación de vapor).



En la Octava Región, ENAP Refinerías S. A. cuenta con las siguientes propiedades: Terreno de Refinería Bío Bío, predio ubicado en Camino a Lenga 2001, comuna de Hualpén, destinado a la industria; Faja Fundo Las Golondrinas, Hualpén; Cerro Las Pulgas destinado a área de estanques, Hualpén; Terminal San Vicente: Inmueble y Lote A- 1 Talcahuano; Terreno Bocatoma Bío Bío, ubicado en la comuna de Hualpén; Resto Lote C y Lote A1, ambos terrenos vecinos a la Refinería; Terminal Chillán Lote 7, Ruta 5, Chillán; Terminal Molina, Talca; Hijuela Rucalhue, comuna San Pedro de la Paz (sitio eriazo); Lote B6, subdivisión de Lote B del Fundo Hualpén, Hualpén; Terreno en el Cementerio General de Talcahuano, usado en instalaciones para protección catódica del oleoducto; Lote B- 2 subdivisión de Lote B, parcelación San Miguel de Diguillín, Comuna de Pemuco; Usufructo por 99 años sobre área de parte de inmueble, ubicado en Talcahuano, retazo A.

#### **Dirección de Almacenamiento y Oleoducto (DAO)**

Las propiedades inmuebles son: Huerto El Milagro, Maipú (agrícola); Hijuela Norte de San Juan de Chena, Maipú (industrial); porción norponiente Fundo San Gabriel y San Manuel, Linares; parte Fundo o Chacra Palermo, San Fernando; y Lote N° 7, parte Fundo Las Acacias, Chillán.

# GESTIÓN DE CALIDAD EN REFINACIÓN & COMERCIALIZACIÓN

---

El compromiso de ENAP Refinerías S. A. es refinar y almacenar hidrocarburos y sus derivados para satisfacer las necesidades y requerimientos acordados con sus clientes en calidad, cantidad y oportunidad. El Sistema de Gestión de Calidad (SGC) forma parte del Sistema Integrado de Gestión, y está orientado a ejecutar y desarrollar sus procesos y productos, cumpliendo con sus requisitos y mejorando continuamente la eficacia de su sistema, de modo de aumentar su confiabilidad y competitividad en el mercado.

Refinerías Aconcagua y Bío Bío buscan permanentemente el desarrollo de sus Sistemas de Gestión de Calidad, realizando seguimientos y evaluaciones a través de auditorías internas de calidad que responden a una planificación anual, y su ejecución se realiza en forma semestral.

El sistema es verificado y evaluado en su desarrollo por auditores independientes externos, a través de auditorías de seguimiento, que realiza la certificadora Bureau Veritas Certification en forma semestral.

En enero de 2014 Refinería Aconcagua obtuvo su quinta recertificación de su Sistema de Gestión de Calidad bajo Norma ISO9001:2008, ratificando el compromiso de su gerencia y equipo de trabajo con el desarrollo del

sistema enmarcado en lo principios de la Calidad, de la mejora continua y de los requisitos normativos, legales y reglamentarios aplicables.

Ambas refinerías se preparan para incorporar en sus sistemas los cambios que se han introducido en la nueva versión de la norma publicada como Norma ISO 9001:2015. Su desarrollo como Sistema de Gestión de Calidad, en ambas unidades productivas, ha permitido contribuir al mejoramiento del seguimiento y medición de los procesos y productos, minimizando las desviaciones y mejorando las prácticas operativas como las competencias de su personal.

Asimismo, un avance significativo en la gestión fue hacer comparables estas exigencias con las empresas colaboradoras, lo que ha permitido mejorar sus capacidades y competencias de servicios, gracias a la incorporación de los requisitos establecidos tanto de la norma como del mandante, para sus sistemas de aseguramiento de la Calidad.

Esta herramienta de gestión busca alcanzar el mejoramiento continuo de los diferentes servicios que se prestan y se realizan en las instalaciones de las refinerías, por parte de las diferentes empresas colaboradoras.



## GERENCIA DE LOGÍSTICA

Como parte de la Línea de Negocio de Refinación y Comercialización (R&C), la gerencia de Logística tomó un rol cada vez más activo en el aseguramiento del suministro de combustibles durante 2015.

En línea con el Plan Estratégico 2014- 2025 de ENAP, los desafíos se enfocaron en:

- Potenciar el cumplimiento de requisitos de seguridad, medioambientales y de mantenimiento.
- Apoyo permanente al posicionamiento comercial de ENAP.
- Asistencia en la coordinación de almacenamientos de crudos y estabilidad de suministros para las refinerías Aconcagua, Bío Bío y Gregorio.
- Desarrollar proyectos de mejoras en excelencia operacional.
- Entregar soporte y ejecutar políticas de abastecimiento.
- Continuar políticas de mitigación de riesgos operacionales.

Del mismo modo, los objetivos operativos se han centrado en:

- Actualizar y modernizar las instalaciones e infraestructura de las plantas de almacenamiento y oleoducto sur.
- Asegurar la distribución de un volumen mayor de productos valiosos a clientes finales.
- Lograr una mayor competitividad, potenciando la gestión de la cadena de abastecimiento y la captura de eficiencias.

En relación a su estructura organizacional, la gerencia de Logística no realizó cambios en 2015. La componen un total de 5 direcciones.

Dirección de Planificación del Abastecimiento (DPA).

Dirección de Control de Inventarios (DCI).

Dirección de Transporte Marítimo (DTM).

Dirección de Transporte Terrestre (DTT).

Dirección de Almacenamiento y Oleoducto (DAO).

No obstante lo anterior, y en lo que se refiere a su personal ejecutivo, la gerencia de Logística incorporó un nuevo gerente (enero de 2015) y realizó cambios de directores en cuatro de sus direcciones, culminando con este proceso durante octubre del mismo año.

## COMPROMISO CON LA SEGURIDAD

Durante 2015, las direcciones de la gerencia de Logística llevaron a cabo una serie de exitosas iniciativas que, en su conjunto, llevaron a cumplir las metas propuestas. Las actividades realizadas se detallan a continuación para cada Dirección.

### Dirección de Almacenamiento y Oleoducto (DAO)

- **Controlar la existencia, calidad y el cumplimiento de las actividades de Prevención y Control de Riesgos en cada planta.** Se destacó el seguimiento mensual al programa en cada planta, así como también el control de contratistas.
- **Cumplimiento de metas de seguridad.** Se cumple la meta de obtener un Indicador de Frecuencia de Accidentes consolidado inferior a 4,9 (accidentes con tiempo perdido por Millones de Horas Hombre).
- **Profundizar la gestión preventiva en instalaciones.** Se destacan los seguimientos a los “Yo Reporto”, actualización de matrices, programas de charlas e inspecciones y a las actividades de la Brigada de Respuesta a Emergencias (BRE), entre otros aspectos.
- **Profundizar la gestión preventiva de empresas contratistas.** Control de programas de empresas contratistas, auditorías con Mutual de Seguridad y seguimiento al programa Safestart, entre otros.



### Cumplimiento de la implementación de estándares operativos de las Reglas por la Vida.

En coordinación con el plan de implementación corporativo.

- **Actividades de Comités Paritarios de Higiene y Seguridad.** En este punto se destaca el encuentro de los Comités Paritarios de Higiene y Seguridad (marzo de 2015) del DAO. En agosto, en tanto, se celebraron 9 y 8 años sin Accidentes con Tiempo Perdido (personal propio) en las plantas de San Fernando y Linares, respectivamente. Finalmente, en noviembre de 2015 se constituyó el Comité Paritario de faena en el Terminal Vinapu, en Isla de Pascua.

### Dirección de Transporte Marítimo

En línea con la tendencia de la industria mundial naviera, la Dirección de Transporte Marítimo destaca la operación segura de las naves, basada en un control de “Vetting” de las mismas, lo que permitió reducir progresivamente la exposición al riesgo.

Durante 2015 esta dirección participó activamente en simulacros conjuntos con los terminales marítimos, frente a incidentes asociados a derrames y compromisos con el medio ambiente acuático.

## Dirección de Transporte Terrestre

En 2015 se registraron más de 22. 000 viajes a clientes y plantas de ENAP Refinerías S. A. , recorriendo más de 18 millones de kilómetros. Esta operación considera combustibles líquidos, GNL, LPG y Coke.

La operación de transporte terrestre completó otro año sin registrar Accidentes con Tiempo Perdido y cumpliendo los programas de gestión en seguridad de las empresas transportistas, lo que permitió cumplir 4 años sin Accidentes con Tiempo Perdido o fatalidades.

Como preparación a posibles incidencias mayores, la Dirección de Transporte Terrestre realizó simulacros de incidentes, incluyendo a todos los organismos de emergencia, los que sirven para revisar las capacidades de respuestas y las coordinaciones necesarias para controlar en tiempo y forma estos eventuales accidentes mayores.

Adicionalmente, en 2015 todos los integrantes de la gerencia fueron capacitados en las técnicas de SafeStart para disminuir los errores críticos, y así contribuir a disminuir los incidentes y/o accidentes laborales como domésticos.

Cabe destacar la iniciativa realizada con contratistas de las Direcciones de Almacenamiento y Oleoducto, Transporte Marítimo, Transporte Terrestre y Control de Inventarios, ya que se incorporaron un total de 353 personas pertenecientes a empresas colaboradoras en la metodología SafeStart.

Finalmente, y al igual que en 2014, la gerencia de Logística gestionó, en coordinación con la gerencia de HSE, un **Plenario de Seguridad** (octubre de 2015), que convocó a los principales proveedores externos de la gerencia, donde se expusieron temas contingentes sobre la materia y se recogieron propuestas para reducir los accidentes en la operación, poniendo especial énfasis en la implementación del programa SafeStart.

## HITOS DE LA GESTIÓN

En relación a la administración de la operación y gestión de las unidades de Logística, se destacan los siguientes hitos para el ejercicio 2015:

### Comunidades

En coordinación con la gerencia de Asuntos Corporativos, y con la asesoría de un consultor externo, se realizó un proceso de diagnóstico y caracterización social de las áreas aledañas a cada una de las plantas del DAO.

El objetivo fue identificar potenciales riesgos asociados a los grupos de interés y/o comunidades, y definir una estrategia corporativa de gestión y relacionamiento comunitario para el DAO, que permita enfrentar adecuadamente la relación con los vecinos a sus plantas y trayecto del oleoducto sur, entre Hualpén y San Fernando.

### Administración y Operación

#### Iniciativas

En 2015 se administraron un total de 43 iniciativas. El resultado en las dimensiones físicas y financieras fue mayor a un 90% (93% en el avance físico y 97% en caja acumulada). Esto se compara positivamente con 2014, cuando el rendimiento se empujó levemente por sobre el 70%.

### Oleoducto Sur (Hualpén-San Fernando)

Durante 2014 y 2015 se realizaron pruebas exitosas de aumento de capacidad de transporte en el oleoducto sur, que une Hualpén con San Fernando, mediante la aplicación de aditivo (Flow) y un aumento en el amperaje del motor bomba. La conclusión principal fue que sin realizar modificaciones físicas adicionales, y

con el uso de los aditivos, se obtuvieron rendimientos que en el pasado se lograban con 3 bombas en servicio, utilizando sólo 2, y con menores presiones de descarga.

Con respecto a la seguridad e integridad del oleoducto, se repararon un total de 330 puntos defectuosos, detectados gracias a la inspección por la herramienta “conejo inteligente”, y se reemplazaron adicionalmente 230 metros de tubería.

También se realizaron las bases de licitación para la iniciativa de mantención integral del oleoducto, con el propósito de asegurar su servicio hasta el año 2030.

En términos de operación, en 2015 se transportó un 6% más de volumen y se disminuyeron los volúmenes de slop generado en un 12%, en comparación con 2014.

### **Herramienta Balance de Crudos y Productos (S-TMS)**

Esta iniciativa busca contar con una herramienta integrada de contabilidad de la producción (yield accounting), que permite obtener información confiable y oportuna sobre el inventario de crudos y productos. Al mismo tiempo, permite un seguimiento de la producción en las unidades de proceso, tanto entradas y salidas, así como los movimientos internos para toda la Línea de Negocio de R&C. Este proyecto inició su fase de producción el 1 de diciembre de 2015 en Refinería de Aconcagua.

### **Patios de Carga en Plantas del DAO**

Durante 2015 se inauguraron y pusieron en funcionamiento nuevas instalaciones en las plantas de Linares y Maipú.

### **Mantención mayor de estanques LPG propano**

Se continuó avanzando con la mantención y certificación de los estanques de gas licuado de petróleo (LPG) en la Planta Maipú. La iniciativa considera la intervención de 45 estanques que almacenan propano, 33 de los cuales ya se encuentran terminados, cumpliendo con la planificación definida.

### **Trabajos de mantención mayor en Terminal Vinapu, Isla de Pascua**

Se cumplió con el 50% de avance en la mantención estanques (3 de 6 estanques), 100% de reemplazo de

la red eléctrica y el inicio de las reparaciones del ducto submarino.

### **Actualización en la flota de naves de cabotaje de crudos y productos**

Se completó una reducción de flota de 13 buques (en 2008) a 8 en 2015. El ahorro asociado a chartering de naves se estima en aproximadamente US\$ 40 millones.

Durante 2014 y 2015 se desarrollaron, por primera vez en la historia de ENAP, modelos de optimización a gran escala del sistema de abastecimiento marítimo de la empresa. Estos modelos constituyen una herramienta cuantitativa de apoyo a la gestión y planificación mensual, y buscan minimizar los costos operacionales.

Con apoyo de esta herramienta, se materializó la incorporación de dos naves modernas de bajo consumo y de un nuevo proveedor, que genera mayor competencia en el mercado.

### **Inicio de plan integral de automatización, control y mantenimiento del Oleoducto Sur (2015-2030)**

Considera el reemplazo del sistema SCADA (100% terminado en 2015) e instrumentación; sistema de control de embarques, automatización de recepción en la planta San Fernando, desarrollo de un plan de integral de mantención, adecuaciones de piping para recepciones de la Planta Maipú y software de detección de fugas e instrumentos asociados.

### **Incorporación de 7 Cisternas de GNL**

Durante 2015 se incorporaron exitosamente nuevos equipos para la distribución a clientes (5 unidades) y para el traslado a la Planta Satélite de Regasificación (PSR) Pemuco (2 unidades).

### **Simulación de Transporte GLP y GNL ENAP**

A fines de 2015, y en coordinación con la gerencia de Optimización de R&C, se realizó un modelamiento en ARENA (software de simulación) para gestionar mejoras en la planificación del transporte terrestre.

Este trabajo permitió definir los nuevos tamaños de la flota necesaria, así como también una mejor planificación y sincronización de los tiempos de viajes y espera en los distintos patios de carga.

# LÍNEA DE NEGOCIO DE GAS Y ENERGÍA

---



# GAS Y ENERGÍA

---

En el segundo año de gestión de la Línea de Negocio de Gas & Energía, se continuó impulsando el uso del GNL en hogares, industrias y en la matriz de generación eléctrica del país, promoviendo así la utilización de un combustible económico y más limpio ayudando a la reducción de emisiones en la zona centro-sur. Asimismo, se continúa avanzando en el desarrollo de proyectos de generación eléctrica para mejorar la competitividad del mercado eléctrico en la economía nacional.

El año 2015 fue de desafíos para la industria petrolera en general. Los niveles de precios del petróleo crudo se encuentran 50% más bajos a los niveles del año 2014. Sin embargo, la Línea de Negocio de Gas & Energía trabajó en la identificación y desarrollo de oportunidades que permitirán la optimización del uso de los activos de ENAP. De este modo, esta Línea mantuvo un robusto flujo de caja, junto a buenos resultados, lo que le permitió obtener dividendos de excelencia durante el año, gracias a una eficaz gestión de proyectos, al cierre de propuestas comerciales de corto y mediano plazo con generadores eléctricos, y a la colocación de volúmenes remanentes en el mercado spot industrial y de generación eléctrica a precios competitivos.

La Agenda de Energía del gobierno le encomendó objetivos específicos a ENAP. A su vez, el Plan Estratégico 2014- 2025 de ENAP le endosó a esta Línea ser un actor relevante en las transformaciones que tienen lugar en el mercado de gas natural en Chile, donde la empresa, por su rol público, tiene el deber de contribuir al desarrollo de proyectos de generación.

Con la aprobación por parte del Congreso de la ampliación de giro de ENAP, la empresa dio otro paso para ser un actor relevante en el desarrollo energético del país, ayudando así a que exista una mayor competitividad en el mercado eléctrico. En 2015 se inició la búsqueda de un socio estratégico para la ejecución de proyectos eléctricos, que permitan a ENAP participar en las licitaciones de suministro para clientes regulados entre 2016 y 2018.

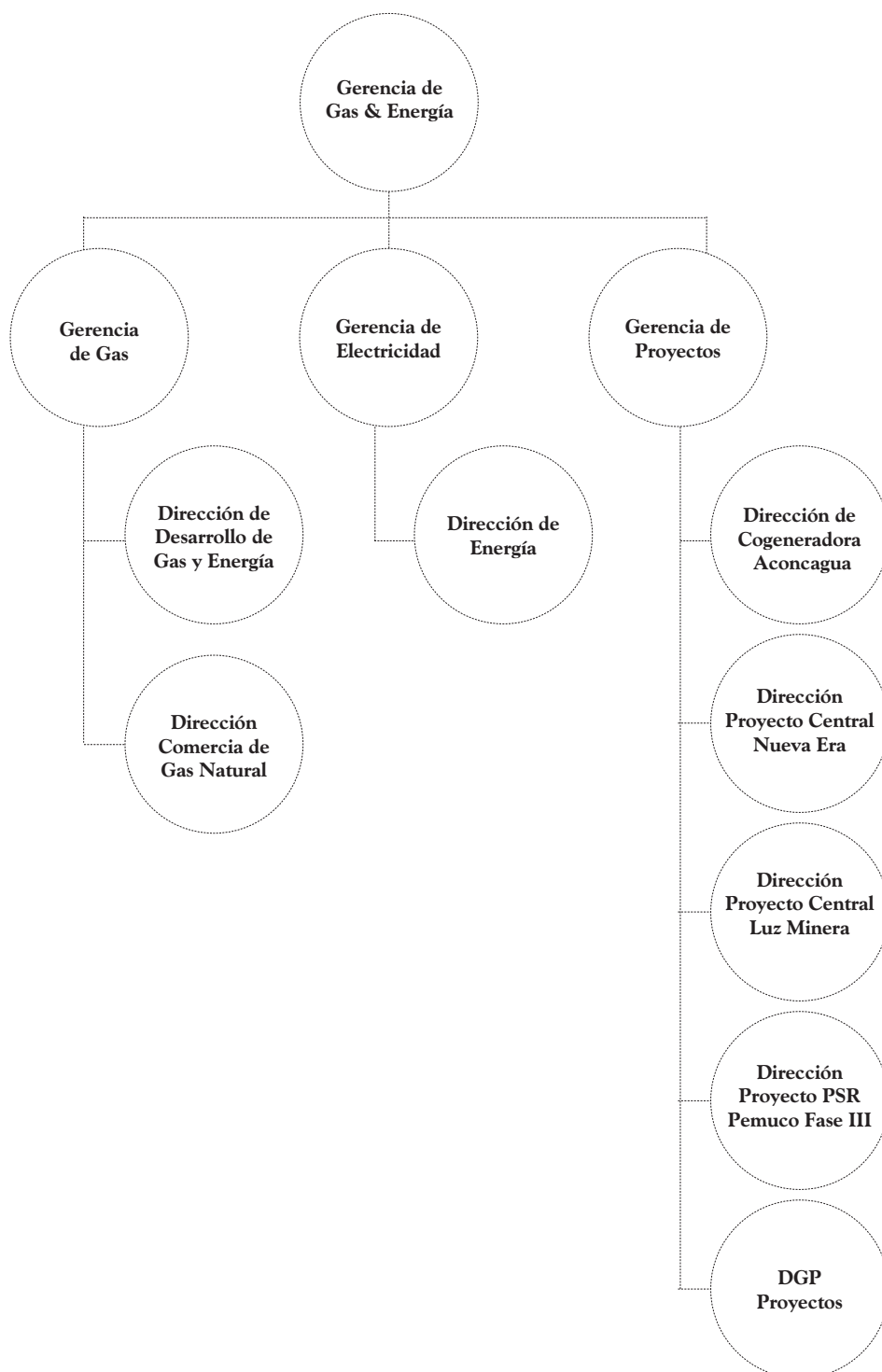
Este proceso concluyó exitosamente en diciembre, tras cerrarse el acuerdo con la empresa Japonesa Mitsui & Co Ltd. , que será socio de ENAP en las centrales Luz Minera (760 MW) en Mejillones, y Nueva ERA (510 MW) , en Concón.

ENAP preside el directorio de GNL Chile y a través de un Open Season se concretaría la tercera ampliación del Terminal de GNL Quintero, con la cual se alcanzaría una capacidad de vaporización de 20 MMm<sup>3</sup>/ día. Actualmente, el proceso se encuentra en su etapa final de adjudicación. Por otra parte, el Terminal de GNL Quintero se encuentra gestionando su RSA, la cual debería tener respuesta en abril de 2016.

Del mismo modo que cuando ENAP asumió el desafío de hacer frente a los cortes de gas desde Argentina, hoy aporta de manera concreta a la productividad y sustentabilidad del país, diversificando la matriz energética y haciéndola más competitiva, mediante iniciativas que están basadas en un combustible económico y amigable con el medioambiente, que están más cerca de las comunidades y que cuentan con el apoyo de los trabajadores de la empresa.

# ORGANIGRAMA

---





## GERENCIA DE GAS

---

Entre los principales objetivos de la gerencia se encuentra el desarrollo de iniciativas que promuevan el uso del Gas Natural Licuado (GNL) en la matriz energética nacional, a través de la comercialización de volúmenes de GNL o gas natural, a clientes del ámbito industrial, termoeléctrico, transporte y distribución. Además, la gerencia de Gas debe establecer figuras asociativas para el desarrollo de proyectos estratégicos que permitan fomentar la comercialización y que mejoren el posicionamiento de ENAP en el mercado nacional de gas natural.

### RESEÑA HISTÓRICA

En 2004 se iniciaron las restricciones a la exportación de gas natural argentino. Éstas se fueron agudizando progresivamente a lo largo del tiempo, afectando, junto con el abastecimiento de las centrales de ciclo combinado, a los consumos industriales incluido el de las refinerías de ENAP.

En mayo de ese año el gobierno de Chile encargó a ENAP liderar el desarrollo de un proyecto de importación de GNL, que permitiera al país obtener mayor independencia y seguridad de suministro, diversificando así su matriz energética.

De esta manera, se conformó un pool de consumidores que generaron la demanda mínima viable para acceder al mercado internacional de GNL y se crearon las

sociedades GNL Chile y GNL Quintero para el desarrollo, construcción y operación del proyecto del terminal de regasificación, sociedades en las que actualmente ENAP participa con un 33,3% y 20%, respectivamente.

El terminal de regasificación de GNL Quintero comenzó sus operaciones en septiembre de 2009 y ha tenido una alta tasa de utilización, contribuyendo significativamente al uso de un combustible limpio y de menor costo, atenuando el incremento del precio de la energía eléctrica durante el período de sequía que se ha dado en el país desde 2010 a la fecha.

Es en el puerto de Quintero donde se recibe el combustible mediante grandes buques que en promedio transportan 130.000 m<sup>3</sup> de GNL cada uno, proveniente desde los principales productores a nivel mundial, para posteriormente ser regasificado y comercializado vía gasoductos.

## COMERCIALIZACIÓN DE GAS VÍA GASODUCTOS

El GNL regasificado en la Planta de Quintero es inyectado al gasoducto de propiedad de Electrogas y transportado hasta Refinería Aconcagua de ENAP, y hacia las principales termoeléctricas ubicadas en la zona central. También el gas natural es transportado hacia consumidores residenciales, comerciales e industriales en la Quinta Región a través de dicho gasoducto.

Al respecto, en septiembre de 2015 se suscribió un acuerdo de suministro de gas natural con Colbún, por un período de 3 años, que permitirá a la generadora utilizar dicho combustible en sus centrales de ciclo combinado y a ENAP colocar parte importante de su capacidad de regasificación y disponibilidad de GNL para el período 2016-2018. Dicho acuerdo, que se enmarca dentro de los lineamientos del Plan Estratégico 2014-2025 de ENAP para impulsar el uso del gas natural en la matriz energética del país, constituye la mayor transacción por suministro de gas natural proveniente de GNL que ambas empresas hayan suscrito desde el inicio de la operación del Terminal GNL Quintero.

Además, en noviembre de 2015 la ENAP y AES Gener cerraron un acuerdo de suministro de gas natural para generación eléctrica, que se hará efectivo durante 2016.

La suscripción de este contrato de mediano plazo es muestra del compromiso de ENAP de posicionar al gas natural como combustible competitivo dentro de la matriz energética.

El acuerdo firmado permitirá a AES Gener utilizar el gas natural en su Central Nueva Renca - principalmente durante los meses de invierno, período en el cual la demanda de electricidad aumenta- y a ENAP colocar parte importante de su capacidad de regasificación y disponibilidad de GNL para ese período.

## GASODUCTO VIRTUAL

Para abastecer a Refinería Bío Bío, dado que no existen gasoductos que permitan llevar el gas desde la Región Metropolitana a la Octava Región, el GNL es transportado en camiones cisterna y regasificado en una Planta Satélite de Regasificación (PSR) instalada en Pemuco, cerca de Chillán en la Octava Región, en una zona cercana al Gasoducto del Pacífico, a través del cual se transporta el gas natural hasta Refinería Bío Bío.

Adicionalmente, a través del Gasoducto del Pacífico, se suministra gas natural a compañías distribuidoras e industrias de la Octava Región.

## GNL MÓVIL

Con el objeto de fortalecer su posición en el segmento industrial, ENAP ha desarrollado un modelo de negocios que entrega una solución energética limpia y competitiva, que ayuda a atenuar el constante aumento de los costos de energía en la industria nacional.

El GNL Móvil corresponde a un modelo de negocios basado en la comercialización de gas natural en estado líquido, mediante la carga de cisternas criogénicas en el terminal GNL Quintero, que transportan el producto a -162°C hasta plantas industriales bajo contrato de suministro vigente. En ellas, el GNL es descargado en Plantas Satélites de Regasificación (PSR), donde se produce la regasificación del GNL para posteriormente ser utilizado como combustible por los clientes en sus respectivos procesos productivos. Este proceso se realiza mediante estándares corporativos de seguridad, con exigencias incluso superiores a la legislación vigente.

A fines de 2015 se encuentran 18 PSR industriales en operación con GNL de ENAP, ubicadas entre la IV y X regiones, pertenecientes a diversos rubros productivos y líderes en sus respectivos mercados.

# GERENCIA DE ELECTRICIDAD

---



La gerencia de Electricidad tiene como objetivo fomentar y participar en la gestión y desarrollo de nuevos proyectos de generación de electricidad en nuestro país, con la finalidad de introducir mayor competencia al mercado eléctrico. Además, participa en la consecución y administración de contratos de suministro eléctrico para clientes sujetos a regulación de precios. Del mismo modo, se encarga de dar soporte a las distintas áreas de la empresa y sus filiales en temas relativos al funcionamiento y operación del sector eléctrico. Igualmente, otro de los objetivos de la gerencia tiene relación con la representación de ENAP y sus diferentes filiales ante organismos reguladores y coordinadores del sector eléctrico chileno.

## BÚSQUEDA DEL SOCIO ESTRATÉGICO

Uno de los hitos relevantes a destacar en la gestión de 2015 de la gerencia de Electricidad, fue el proceso de búsqueda del socio estratégico de ENAP para la incursión en el rubro de generación eléctrica. Una quincena de empresas y consorcios participaron del proceso, con el fin de asociarse con ENAP para el desarrollo de proyectos de generación eléctrica, a partir del cual se definió una lista corta de interesados, basada principalmente en la experiencia de las empresas en la

construcción y operación de proyectos eléctricos, como en el suministro de gas.

En este proceso, fue seleccionada finalmente la empresa japonesa Mitsui & Co. Ltd., firmando en conjunto con ENAP un acuerdo para el desarrollo de dos proyectos de generación de ciclo combinado en base a gas natural, los cuales alcanzarán una capacidad instalada de 1.200 MW aproximadamente.

Dichos proyectos de generación, con los cuales ENAP podrá participar en las licitaciones de suministro de clientes regulados en el período 2021-2041, son las centrales de Ciclo Combinado Luz Minera (760 MW), a emplazarse en la comuna de Mejillones, y la Central Nueva ERA (510 MW), que se ubicará en la comuna de Concón.

Mitsui & Co. Ltd., es una de empresa comercial de inversión y servicios que está presente en 66 países alrededor del mundo. En nuestro país ha estado presente por más de 55 años, durante los cuales ha desarrollado distintos negocios relacionados con la industria minera, salmonera, automotriz y productos agroindustriales, entre otros. En relación a su experiencia en el rubro de la electricidad, Mitsui posee 9,8 GW en activos de generación en el mundo y actualmente está desarrollando proyectos de GNL en Estados Unidos, Camerún, Mozambique y Australia, con la finalidad de mejorar la flexibilidad y fiabilidad del suministro de GNL.

## PROYECTO DE AMPLIACIÓN DE GIRO DE ENAP

Con fecha 5 de febrero de 2016 se promulgó en el Diario Oficial la ley 20.897, la cual amplía el giro de ENAP y le permite incursionar en el mercado de generación eléctrica. Con ello, nuestra empresa podrá desarrollar proyectos y actividades comerciales relacionadas con el mercado eléctrico, introduciendo mayor competencia en el sector.

El proyecto de ley fue ingresado para su tramitación en el Parlamento en octubre de 2014 y la aprobación del último trámite legislativo se realizó el pasado 12 de enero de 2016, luego de que la Cámara de Diputados y el Senado aprobaran la iniciativa.

## REPRESENTACIÓN DE ENAP FRENTE A ORGANISMOS REGULADORES Y COORDINADORES DEL SISTEMA ELÉCTRICO CHILENO

Una de las acciones principales para la gestión de los requerimientos efectuados por los organismos reguladores del sistema eléctrico de nuestro país durante 2015, fue centralizar la representación de ENAP frente a los entes coordinadores a través de la gerencia de Electricidad, representando a la empresa ante las Direcciones de Operación y Peajes del Centro de Despacho Económico de Carga (CDEC). Con ello, hemos puesto énfasis al cumplimiento de las solicitudes y exigencias por parte de los diferentes organismos, desarrollando planes de acción en conjunto con las Refinerías Aconcagua y Bío Bío, con el fin cumplir con los estándares exigidos por la normativa eléctrica en nuestras instalaciones para un adecuado funcionamiento del Sistema Eléctrico. Además se atendieron las diferentes solicitudes, asociadas a los proyectos de generación Luz Minera y Central Nueva ERA, en concordancia con las nuevas funciones de ENAP como empresa generadora.

## DESARROLLO DE PROYECTOS DE GENERACIÓN ELÉCTRICA

Teniendo como objetivo la reducción del consumo y de los costos del suministro de gas natural a los clientes de la región de Magallanes, la gerencia de Electricidad impulsó como iniciativa la incorporación de nueva capacidad de generación de electricidad en la región, utilizando fuentes competitivas distintas al gas natural. Además, se estudió una potencial interconexión eléctrica y la optimización del suministro de las instalaciones aisladas pertenecientes a ENAP. Desde ahí surgió el anteproyecto Parque Eólico Cabo Negro, el cual pretende incorporar nuevas fuentes más competitivas de generación de electricidad, lo que permitirá optimizar el suministro eléctrico y diversificar la matriz energética de la región.

## SOPORTE A FILIALES EN TEMAS DEL SECTOR ELÉCTRICO

En términos de asesoramiento a las distintas áreas y filiales de la empresa en temas relacionados al funcionamiento u operación de la industria eléctrica, se destaca el trabajo en conjunto con Refinería Aconcagua en la reliquidación de los peajes de Subtransmisión por la aplicación del Decreto Supremo N° 14 período 2011 a 2013, y la mejora en la compra del atributo de Energías

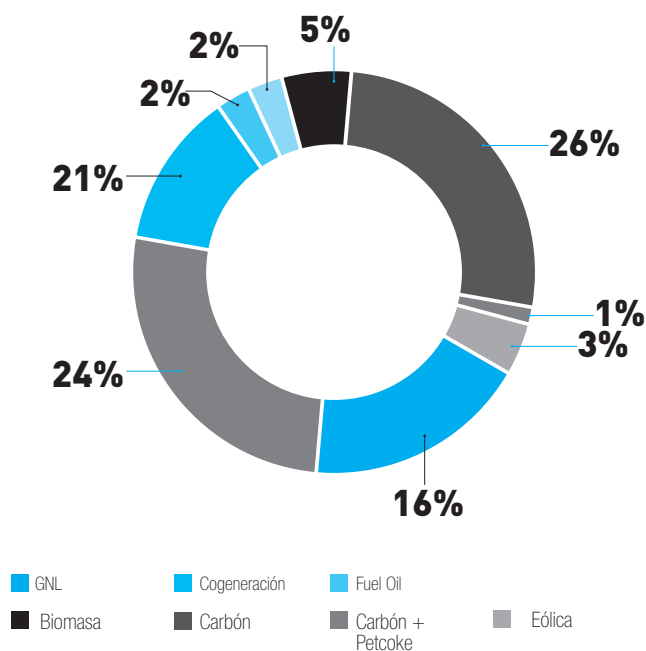


Renovables, además de asesoramientos relacionados sobre la oferta de suministro a cliente de una de sus filiales.

## GNL EN GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD EN EL SISTEMA INTERCONECTADO CENTRAL

En cuanto a la energía generada en el Sistema Interconectado Central (SIC), durante el año 2015, la producción bruta fue de 52.901 GWh, de los cuales 7.986.481 GWh fueron generados en base a GNL que equivale a aproximadamente a un 16% de la producción total.

En el gráfico siguiente se aprecia la producción de electricidad en base a GNL durante 2015:





## GERENCIA DE PROYECTOS

---

La gerencia de Proyectos tiene dentro de sus principales funciones la definición, dirección, control, planificación y ejecución de los proyectos de la Línea de Negocios de Gas&Energía, hasta su puesta en marcha e implementación.

En 2015 se ingresó al Sistema de Evaluación Ambiental (SEA) el proyecto Central Nueva ERA, una generadora de 510 MW en Refinería Aconcagua, marcando uno de los hitos relevantes del proceso de ingreso de ENAP al mercado eléctrico. La Central Nueva ERA será desarrollada en conjunto con el socio de ENAP, la empresa japonesa Mitsui, y permitirá que la empresa participe en las licitaciones de suministro eléctrico y, de esa forma, aumentar la competencia en el mercado de generación, lo que se traduce en una contribución directa a la disminución del alza de los precios de la electricidad.

Este proyecto ha tenido un activo proceso de socialización con las comunidades involucradas, que se inició en febrero de 2015, lo que le ha permitido a ENAP acercarse a los vecinos de Concón, Quintero y Quillota, cuyas inquietudes y sugerencias han sido consideradas para la implementación del Programa Integral Nueva ERA.

Dentro de este proceso, se acordó con Codelco que el proyecto Central Luz Minera, en Mejillones, lo desarrollara ENAP para efectos de incorporarlo dentro de la cartera de proyectos para la participación en las licitaciones del mercado eléctrico.

Independientemente de estos proyectos, esta gerencia ha estado desarrollando proyectos propios de la cartera que se detallan a continuación:

## COGENERADORA DE VAPOR ACONCAGUA

El 27 de agosto de 2015, ENAP comunicó a la firma de capitales españoles, Duro Felguera, a través de una Notice To Proceed (NTP), que autorizó el comienzo de los trabajos para la construcción de la planta de cogeneración en Concón.

El proyecto Cogeneradora de Vapor Aconcagua consiste en una planta de generación conjunta de vapor de alta presión y electricidad, para suplir las necesidades de Refinería Aconcagua (ERA). Este proyecto consiste en una turbina generadora de electricidad en base a gas natural, equipada con quemadores de bajas emisiones y alta eficiencia. Esta turbina tiene capacidad para generar 77 MW de potencia eléctrica, suficientes para satisfacer la demanda de ERA y exportar excedentes al Sistema Interconectado Central (SIC). Los gases de escape de la turbina son utilizados en una caldera recuperadora de calor para generar 125 toneladas de vapor por hora, los que serán consumidos por los distintos procesos de la Refinería.

La instalación estará situada a 1,5 kilómetros de Refinería Aconcagua, a la que suministrará todo el vapor producido, y 35 MW de energía eléctrica. El valor del contrato alcanza los US\$ 120 millones.

La duración de la etapa de construcción del proyecto se estima en 27 meses, a contar de septiembre de 2015, que comenzará con el desarrollo de la ingeniería de detalle y la instalación de faenas, que se espera se complete durante el cuarto trimestre de 2016.

De esta forma, ENAP da cuenta del avance de uno de los proyectos que incluye su Plan Estratégico 2014-2025, iniciando las faenas en esta obra, que permitirá abastecer el consumo de Refinería Aconcagua.

Este proyecto cuenta con aprobación ambiental desde el año 2007. Luego de una serie de acuerdos con la comunidad y modificaciones al proyecto original, se

decidió hacer estudios de ingeniería complementarios, y luego asignar el desarrollo del proyecto mediante la modalidad de Engineering, Procurement and Construction (EPC). El inicio de las obras de Construcción está previsto para comienzos de 2016.

## CENTRAL NUEVA ERA

El proyecto consiste en una central termoeléctrica de ciclo combinado (turbina a gas y turbina a vapor) de aproximadamente 510 MW, que funcionará únicamente a Gas Natural. Adicionalmente, considera una línea de transmisión de doble circuito de 500 kV de aproximadamente 15 kms., cuyo trazado cruza las comunas de Concón, Quintero y Quillota, todas pertenecientes a la Región de Valparaíso, y que permitirá entregar la energía al SIC, conectándose a la futura línea 2x500 kV Cardones-Polpaico, con la materialización de una subestación eléctrica.

A través de este proyecto se aumentará la potencia y energía de base disponible en el SIC. La materialización de este proyecto entregará energía segura y confiable, a partir de un combustible más limpio acorde con el cuidado del medioambiente, aportando a la diversificación y equilibrio de la matriz energética, tal como se plantea en la Agenda de Energía del gobierno de Chile. Con esto se participará en la licitación de suministro de empresas distribuidoras del año 2016, aumentando la competencia y contribuyendo a disminuir el alza en los precios de la electricidad.

Desde febrero de 2015 se han sostenido distintas reuniones con parlamentarios, autoridades de gobierno, alcalde y concejales de Concón, dirigentes vecinales y comunales, y ciudadanos en general, acorde con la política de ENAP de socializar las iniciativas con la comunidad involucrada. Estas conversaciones se han extendido también a las comunas de Quintero y Quillota. Además, en diciembre de 2015, el proyecto Central Nueva ERA fue ingresado y admitido a tramitación ambiental, proceso que se espera concluir durante 2016.

El monto previsto para el proyecto es de aproximadamente US\$ 680 millones, y se estima un plazo de 30 meses para su ejecución, a partir de la firma del contrato de suministro y construcción respectiva.

### **CENTRAL LUZ MINERA**

El proyecto consiste en una central termoeléctrica de ciclo combinado (turbina a gas y turbina a vapor) de aproximadamente 760 MW, que funcionará a Gas Natural como combustible principal, y utilizará petróleo diésel como combustible de respaldo. Adicionalmente considera una línea de transmisión doble circuito de 220 kV, de aproximadamente 12 kms. , cuyo trazado cruza por la Pampa Mejillones, en la comuna del mismo nombre, perteneciente a la Región de Antofagasta, y que permitirá entregar la energía al SIC, conectándose a la futura línea Subestación Los Changos 220/ 500 kV, perteneciente al sistema 500 kV Mejillones- Cardones.

A través de este proyecto, se aumentará la potencia y energía de base disponible en el Sistema Interconectado. Al utilizar gas natural, proveniente del terminal GNL Mejillones, el proyecto entregará energía segura y confiable, a partir de un combustible más limpio, acorde con el cuidado del medioambiente.

El proyecto Luz Minera fue desarrollado por Codelco y cuenta con RCA desde diciembre de 2013. A través de la firma de un acuerdo en julio de 2015, Codelco mandató a ENAP para que continuara con el desarrollo del proyecto, con la finalidad de ser utilizado para la licitación de suministro de empresas distribuidoras del año 2016, y de esta manera - al igual que el proyecto Central Nueva ERA- contribuir a aumentar la competencia, a disminuir el alza sostenida de los precios de la electricidad y a aportar a la diversificación y equilibrio de la matriz energética.

Este proyecto será modificado en relación con el original, puesto que se definió un punto de conexión más cercano y que permite conectarse al SIC. La

modificación está en desarrollo, esperando ingresar una DIA en abril de 2016. En conjunto con el personal de Codelco en la zona, se han iniciado las primeras acciones, acorde con la política de ENAP de socializar las iniciativas con la comunidad involucrada, que han significado reuniones con el alcalde y concejales de Mejillones.

El monto previsto para el proyecto es de aproximadamente US\$ 800 millones, y se estima un plazo de 34 meses para su ejecución, a partir de la firma del contrato de suministro y construcción respectiva.

### **PLANTA SATÉLITE DE REGASIFICACIÓN (PSR) DE GNL PEMUCO**

Desde junio de 2011 se encuentra operando la Planta Satélite de Regasificación (PSR) de GNL de propiedad de ENAP, ubicada en Pemuco, Octava Región. Con una capacidad de 650. 000 m3/ día, esta PSR se abastece a través de camiones cisternas que por vía terrestre transportan GNL desde el Terminal Quintero, y tiene por objetivo entregar gas natural a Refinería Bío Bío de ENAP, así como al segmento Residencial-Comercial (Rescom) e industriales de la Octava Región, a través del Gasoducto del Pacífico.

La PSR Pemuco está compuesta por 4 islas de descarga, 4 estanques de almacenamiento (con una capacidad nominal de 200 m3 cada uno) , 3 bombas triplex de alta presión, 20 vaporizadores ambientales y 3 vaporizadores de tubos y carcasa con agua como fluido calefactor.

Para mejorar el estándar operacional existente y la confiabilidad de la planta, actualmente se encuentra en ejecución la Fase III del proyecto PSR Pemuco. Esta fase considera principalmente el reemplazo de los vaporizadores de tubos y carcasa existentes, así como mejoras en el sistema de control y los Sistemas Instrumentados de Seguridad (SIS) de la planta. El presupuesto aprobado para implementar esta nueva fase es de US\$ 5, 295 millones.

# PROYECTOS EN EJECUCIÓN

---

## CENTRAL ELÉCTRICA LUZ MINERA

Potencia, 750 MW Aprox.  
Mejillones, Región de Antofagasta

## CENTRAL ELÉCTRICA NUEVA ERA

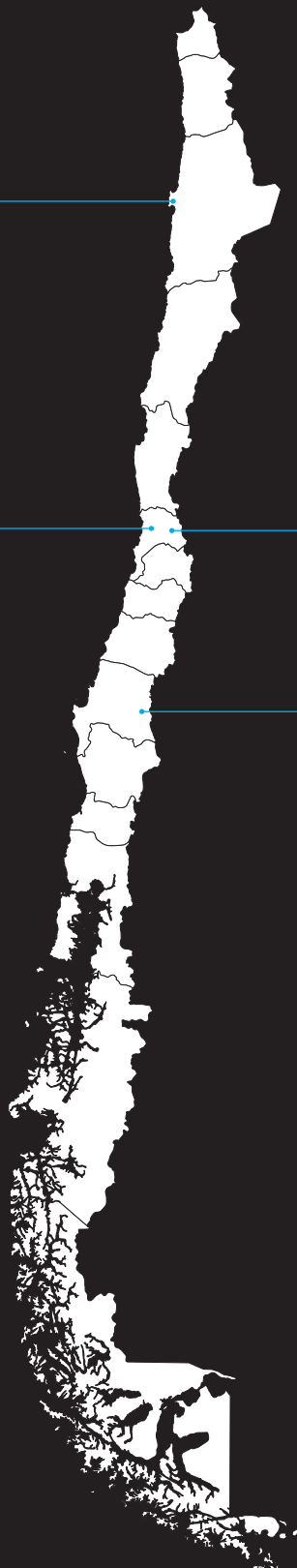
Potencia, 510 MW Aprox.  
Concón, Región de Valparaíso

## PLANTA COGENERADORA ACONCAGUA

Potencia, 77 MW Aprox.  
Concón, Región de Valparaíso

## PLANTA SATÉLITE DE REGASIFICACIÓN

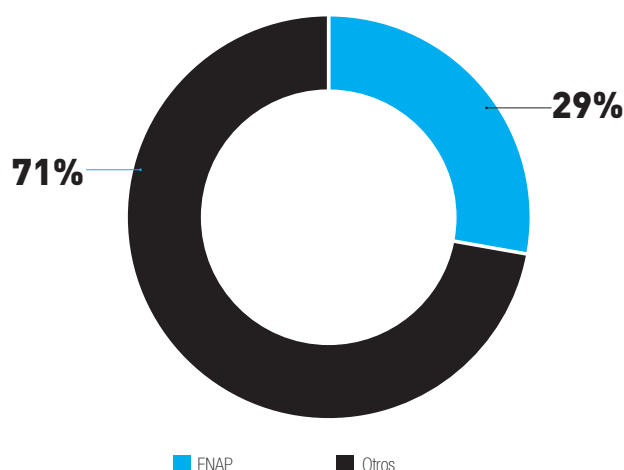
de GNL Pemuco – Fase III  
Capacidad, 650.000 m<sup>3</sup>/día.  
Pemuco, Región del Biobío



# SÍNTESIS DE LA GESTIÓN

Durante 2015 ENAP fue el destinatario del 29% de las entregas de gas natural por parte del Terminal GNL Quintero, tanto vía gasoducto como vía patio de carga de camiones cisterna, manteniendo su participación en el terminal.

## PARTICIPACIÓN DE MERCADO ENAP 2015

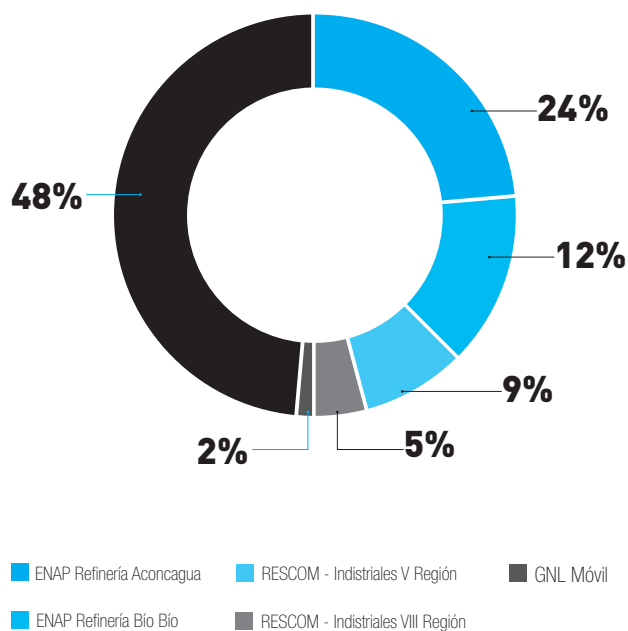


Fuente: Gerencia G&E de ENAP.

Durante 2015 las ventas en volumen de gas natural mostraron una disminución de 8% respecto del año anterior, lo que se explicó por el riesgo inherente de la hidrología sobre el costo marginal de la energía, lo que implicó una menor demanda de gas natural spot por parte de las empresas de generación eléctrica a lo largo del último año. Pese a esto, más del 48% de las entregas de gas natural de ENAP fueron destinadas al mercado eléctrico, concentradas en más de un 30% en un solo actor, e incluyendo volúmenes entregados en el Terminal GNL Mejillones, mediante ventas de buques off-shore.

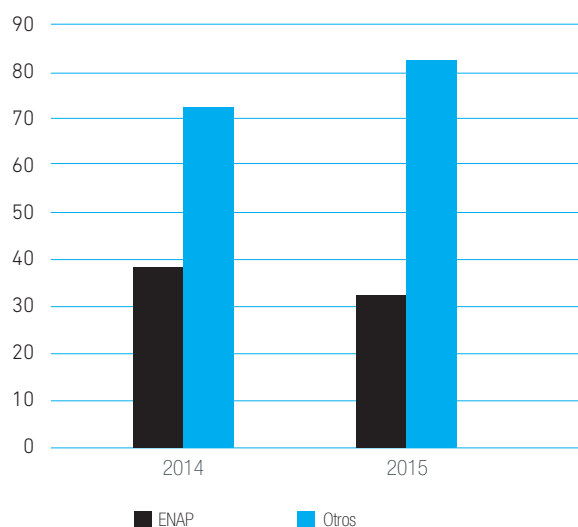
La posición de ENAP en el mercado del Norte Grande se vio, además, fortalecida a través de los acuerdos alcanzados durante el año 2014, los que permitieron duplicar el volumen entregado en dicha zona geográfica el año 2015 respecto del período anterior.

## ENTREGAS DE GN 2015



Fuente: Gerencia G&E de ENAP.

## COMPARATIVO DE ENTREGAS 2014-2015 TERMINAL GNL QUINTERO



Fuente: Gerencia G&E de ENAP.

De acuerdo a la matriz de generación de electricidad del SIC durante 2015, ENAP tuvo un 24% de participación en la producción de electricidad en base a GNL.

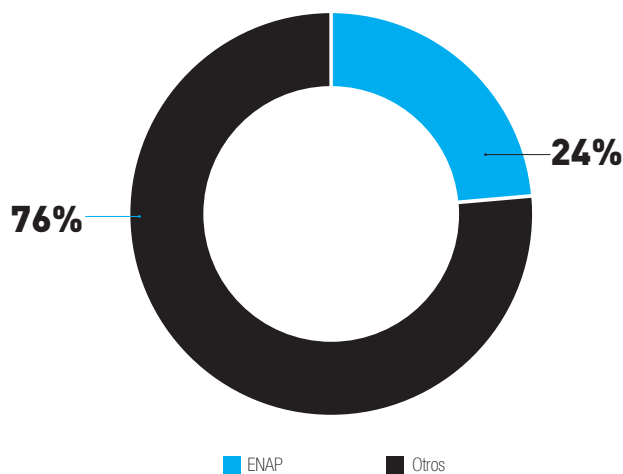
Las ventas destinadas a los segmentos residencial-comercial (Rescom) e industriales de la V y VIII Regiones se mantuvieron en los mismos niveles de 2014, esto es, en un 14%.

Durante 2015, se inició el suministro a 11 proyectos de GNL Móvil, y se suscribieron acuerdos para abastecer

de gas natural a 4 proyectos adicionales a partir de 2016. Con ello, a fines de 2015 son 18 clientes industriales en operación para este segmento.

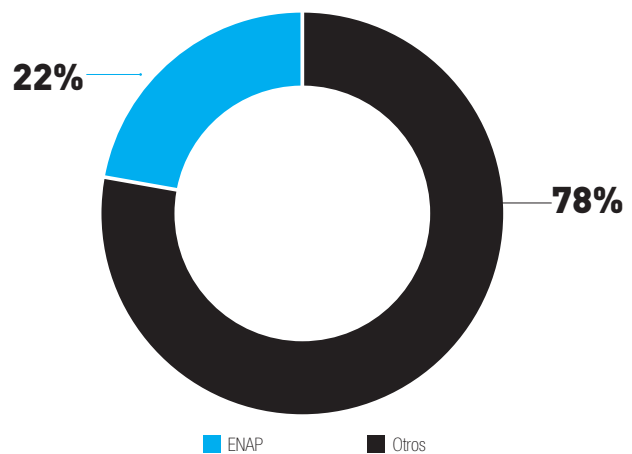
Al término del ejercicio, ENAP se posicionó como líder en participación de mercado de GNL Móvil, concentrando el 78%, a nivel nacional de las PSR instaladas para suministro de gas natural a clientes industriales.

**GENERACIÓN ELÉCTRICA EN BASE A GNL  
DE ENAP 2015**



Fuente: Gerencia G&E de ENAP.

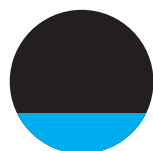
**PARTICIPACIÓN EN SEGMENTO  
GNL MÓVIL 2015**



Fuente: Gerencia G&E de ENAP.

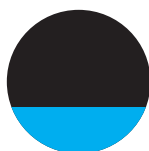
# SOCIEDADES COLIGADAS

---



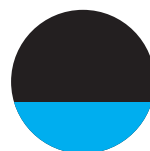
**36,25%**

A&C Pipeline Holding



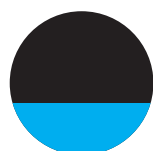
**35,79%**

Oleoducto Trasandino  
(Argentina) S. A.



**35,83%**

Oleoducto Trasandino  
(Chile) S. A.



**40%**

Compañía Latinoamericana  
Petrolera S. A.



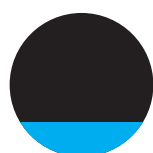
**22,80%**

Gasoducto del Pacífico  
(Cayman) S. A.



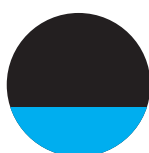
**22,80%**

Gasoducto del Pacífico  
(Argentina) S. A.



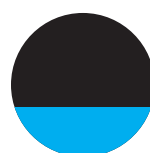
**25%**

Gasoducto del Pacífico  
(Chile) S. A.



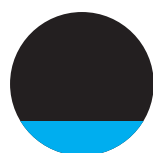
**31,69%**

Geotérmica del Norte S. A.



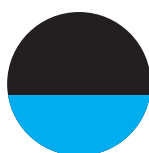
**49%**

Empresa Nacional  
de Geotermia S. A.



**25%**

Innergy Holding S. A.



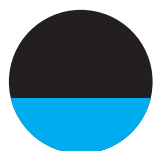
**42%**

Norgas S. A.



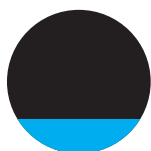
**10,06%**

Sociedad Nacional  
de Oleoductos S. A.



**40%**

Forenergy S. A.



**33,33%**

GNL Chile S. A.



**20%**

GNL Quintero S. A.



**15%**

Electrogas S. A.



**10%**

Compañía de Hidrógeno  
del Bío Bío S. A.



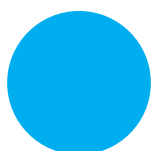
**15%**

Petropower Energía Ltda.



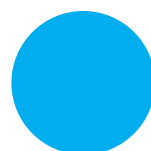
**13,79%**

Terminales Marítimas  
Patagónicas S. A.



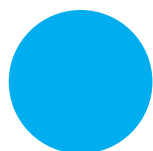
**100%**

Energía Concón S. A.



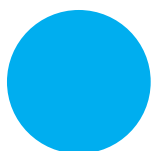
**100%**

Petrosul S. A.



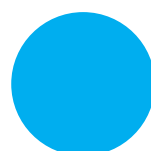
**100%**

Productora de Diesel S. A.



**100%**

Gas de Chile S. A.



**100%**

Petroservicios Corp. S. A.  
(Argentina)

| SOCIEDAD                                 | RUT          | FECHA DE CONSTITUCIÓN | CAPITAL SUSCRITO Y PAGADO                            | OBJETO SOCIAL                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                      | DIRECTORIO DE LA SOCIEDAD  |                                                                                                                                                                                                                                         |
|------------------------------------------|--------------|-----------------------|------------------------------------------------------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
|                                          |              |                       |                                                      |                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                    | PRESIDENTE DIRECTORIO      | DIRECTORES TITULARES                                                                                                                                                                                                                    |
| TRANSPORTE DE COMBUSTIBLE                |              |                       |                                                      |                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                    |                            |                                                                                                                                                                                                                                         |
| SOCIEDAD NACIONAL DE OLEODUCTOS S. A     | 81.095.400-0 | 31.05.1957            | M\$59.575.440                                        | Adquirir, construir, mantener, operar y explotar uno o más oleoductos para transportar a terceros, por cuenta de uno o más socios, gasolina, kerosene, petróleo y otros productos que sean susceptibles de ser conducidos por tales oleoductos.                                                                                                                                                                                                                    | • Fernando Prado Alvarez   | • Fernando Prado Alvarez<br>• Lorenzo Gazmuri Schleyer<br>• Frederic Chaveyriat<br>• Alejandro Alvarez Lorca<br>• Erio Mathias Senos<br>• Pablo Munita Del Solar<br>• Marc Llambías<br>• Nicolás Correa Ferre<br>• Joaquín Cruz Sanfiel |
| A&C PIPELINE HOLDING COMPANY             | 0-E          | 10.11.1992            | MUS\$ 900                                            | Compañía dedicada a la inversión y financiamiento. Controla el Oleoducto Trasandino (Argentina) S. A. y el Oleoducto Trasandino (Chile) S. A.                                                                                                                                                                                                                                                                                                                      |                            | • Gabriel Grzona<br>• Marc Llambías<br>• Guillermo Rocchetti<br>• Gustavo Chaab;<br>• Martín Cittadini                                                                                                                                  |
| OLEODUCTO TRASANDINO ARGENTINA S. A.     | 0-E          | 07.12.1992            | MUS\$15.579                                          | Construcción y explotación de un oleoducto trasandino entre Argentina y Chile y la operación del mismo dentro de los límites territoriales de la República Argentina.                                                                                                                                                                                                                                                                                              | • Gabriel Cesar Grzona     | • Gabriel César Grzona<br>• Miguel Angel Zubizarreta<br>• Guillermo Rocchetti ;<br>• Marc Llambías;<br>• Martín Cittadini                                                                                                               |
| OLEODUCTO TRASANDINO CHILE S. A.         | 96.655.490-8 | 11.12.1992            | MUS\$ 8.621                                          | Realizar en forma independiente o asociada a terceros, la construcción y explotación de un oleoducto entre la República de Chile y la República de Argentina y la operación del citado oleoducto dentro de los límites territoriales de la República de Chile.                                                                                                                                                                                                     | • Gabriel César Grzona     | • Marc Llambías<br>• Martín Cittadini<br>• Gabriel César Grzona<br>• Alejandro Zubizarreta<br>• Guillermo Rocchetti                                                                                                                     |
| EXPLORACION Y PRODUCCION                 |              |                       |                                                      |                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                    |                            |                                                                                                                                                                                                                                         |
| TERMINALES MARITIMAS PATAGONICAS S. A.   | 0-E          | 6.01.1994             | MS 14.360 Pesos Argentinos                           | Llevar a cabo por si, por intermedio de terceros o asociado a terceros, el almacen y embarque de hidrocarburos, comprendiendo enunciativamente su recepción, carga, descarga, almacenamiento y despacho de hidrocarburos y realizar cualquier otra operación complementaria de su actividad que resulte necesaria para facilitar la consecución de su objeto.                                                                                                      | • Fernando Jose Villarreal | • Fernando Jose Villarreal<br>• Martín Cittadini;<br>• Pablo Alvarez<br>• Horacio Pujol,<br>• Rodolfo Eduardo Berisso<br>• Nestor Hugo Falivene                                                                                         |
| COMPAÑÍA LATINOAMERICANA PETROLERA S. A. | 96.668.110-1 | 31.12.1992            | M\$ 3.101.208                                        | Realizar en el extranjero, por cuenta propia o ajena, proyectos de exploración y explotación de petróleo, gas y derivados, así como compra, venta, importación, exportación y comercialización de dichos productos.                                                                                                                                                                                                                                                | • Lorenzo Gazmuri Schleyer | • Lorenzo Gazmuri Schleyer<br>• Arturo Natho Gamboa<br>• Andrés Robertson C.<br>• Heskeet Streeter;<br>• Alvaro Herculani                                                                                                               |
| BIOCOMBUSTIBLES                          |              |                       |                                                      |                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                    |                            |                                                                                                                                                                                                                                         |
| FORENERGY S. A.                          | 76.932.370-8 | 10.10.2007            | M\$ 508.542                                          | Ejecutar estudios de factibilidad general técnica, económica jurídica y financiera de un proyecto de producción de biodiesel de segunda generación a partir de biomasa forestal u otras materias primas de origen nacional. Producción y comercialización de biodiesel de segunda generación a partir de la biomasa forestal, incluyendo la determinación de la viabilidad y ejecución del proceso de instalación, construcción y desarrollo de una planta piloto. | • Peter Hiller             | • Alvaro Herculani<br>• Rodrigo Bloomfield Sandoval;<br>• Exequiel Gonzalez Jeria ;<br>• Peter Hiller<br>• Juan Jose Cueto<br>• Pablo Vargas                                                                                            |
| BIOCOMSA S. A.                           | 76.069.258-1 | 18.08.2009            | Inversión en cero (US\$0) a dic-2015 por liquidación | Investigación y transferencia de tecnologías para la producción a partir de material lignocelulosico de biomasa y su transformación en biocombustibles para la aplicación con hidrocarburos y sus derivados.                                                                                                                                                                                                                                                       | • Rodrigo Bloomfield       | • Alvaro Herculani<br>• Rodrigo Bloomfield Sandoval<br>• Pablo Vargas<br>• Juan Jose Cueto<br>• Manuel Rodríguez                                                                                                                        |
| GEOTERMIA                                |              |                       |                                                      |                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                    |                            |                                                                                                                                                                                                                                         |
| GEOTERMICA DEL NORTE S. A.               | 96.971.330-6 | 05.01.2001            | MUS\$238.236                                         | Investigación, exploración, desarrollo y explotación de energía geotérmica y todas sus actividades complementarias.                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                | • Rodrigo Bloomfield       | • Salvatore Bernabei<br>• Martino Pasti<br>• Rodrigo Bloomfield Sandoval<br>• Alvaro Herculani Banchini                                                                                                                                 |

| DIRECTORES<br>SUPLENTE                                                                                                                                                                                                    | GERENTE<br>GENERAL      | PART.<br>ENAP | EJECUTIVOS DE ENAP EN COLIGADA                                         |                                                                        | RELACIONES<br>COMERCIALES                                                                                                             | ACTOS O CONTRATOS<br>CELEBRADOS                             | PROPORCIÓN<br>DE LA INVERSIÓN<br>SOBRE EL TOTAL DE<br>ACTIVOS DE ENAP |
|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------|---------------|------------------------------------------------------------------------|------------------------------------------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------|
|                                                                                                                                                                                                                           |                         |               | DIRECTORES<br>TITULARES                                                | DIRECTORES<br>SUPLENTE                                                 |                                                                                                                                       |                                                             |                                                                       |
| • Lorena Oliver Jerez<br>• Ramiro Méndez Urrutia<br>• Juan Carlos Carrasco B.<br>• Leonard Ljubetic Garib<br>• Patricia Figueroa Mandiola; •<br>• Mariangela Monteiro Tizatto<br>• Nicolás García<br>• Alan Sherwin Lagos | • Roberto Hetz Vorpahl  | 10. 06%       | • Marc Llambias                                                        | • Nicolás García                                                       | Servicio de transporte de<br>productos por sus oleoductos                                                                             | Transporte de productos derivados<br>del petróleo y conexos | 0, 19%                                                                |
| • Mariel Augusto;<br>• Alfredo del Carril;<br>• Ricardo Aguirre<br>• Raúl Rodríguez;<br>• Walter Fernandez Cicco                                                                                                          |                         | 36. 25%       | • Marc Llambías<br>• Martín Cittadini                                  | • Alfredo del Carril<br>• Walter Fernández C.                          |                                                                                                                                       |                                                             | 0, 00%                                                                |
| • Mauricio Alejandro Martín<br>• Rubén Pablo Ottosen<br>• Ricardo Aguirre;<br>• Alfredo del Carril<br>• Walter Fernández                                                                                                  | • Mario Pablo Leder     | 35. 79%       | • Marc Llambías<br>• Martín Cittadini                                  | • Alfredo del Carril<br>• Walter Fernández C.                          |                                                                                                                                       |                                                             | 0, 05%                                                                |
| • Alfredo del Carril<br>• Walter Fernández<br>• Mauricio Alejandro Martín<br>• Pablo Ottosen<br>• Ricardo Aguirre                                                                                                         | • Jaime Pulido          | 35. 83%       | • Marc Llambías<br>• Martín Cittadini                                  | • Alfredo del Carril<br>• Walter Fernández C.                          | Servicio de transporte de crudo,<br>servicios de carga, arriendo de<br>oleoducto, arriendo de estanques<br>de almacenamiento de crudo | Servicio de alquiler de estanques<br>y cañería              | 0, 05%                                                                |
| • Walter Fernández;<br>• Daniel Ciaffone<br>• Horacio Luis Cester<br>• Javier Gutierrez Arauz<br>• Marcelo Horacio Bombicini<br>• Alejandro Gotz                                                                          | • Daniel Scalise        | 13. 79% *     | • Martín Cittadini                                                     | • Walter Fernández                                                     | Prestar servicio de almacenaje y<br>embarques de hidrocarburos.                                                                       |                                                             | 0, 14%                                                                |
| • Ramiro Méndez Urrutia<br>• Juan Carlos Carrasco Baudrand<br>• Frederic Chaveyriart<br>• Lisandro Rojas Galliani<br>• Denisse Abudinen                                                                                   | • Ramón Concha B.       | 40. 00%       | • Heskeet Streeter<br>• Alvaro Hercolani                               | • Lisandro Rojas G.<br>• Denisse Abudinen                              | Socios Comerciales en Proyectos<br>de Exploración y Producción de<br>Hidrocarburos en el Exterior.                                    |                                                             | 0, 00%                                                                |
| • Gerardo Paseron<br>• José Barriga Cabezón<br>• Paulina Valenzuela Sepúlveda<br>• Daniel Hiller;<br>• Antonio García Eyheyramendy<br>• Antonio García Hernandez                                                          | • Paulina Valenzuela S. | 40. 00%       | • Alvaro Hercolani<br>• Rodrigo Bloomfield S<br>• Exequiel Gonzalez J. | • Gerardo Paseron<br>• José Barriga Cabezón<br>• Paulina Valenzuela S. |                                                                                                                                       |                                                             | 0, 00%                                                                |
| • Gerardo Paseron;<br>• José Barriga Cabezón<br>• Antonio García Hernández<br>• Antonio García Eyheyramendy<br>• Javier González Molina                                                                                   | • Julio Mayanz          | 47. 41%       | • Rodrigo Bloomfield S.<br>• Alvaro Hercolani                          | • Gerardo Paseron<br>• José Barriga                                    |                                                                                                                                       |                                                             | 0, 00%                                                                |
| • Edgard Miller<br>• Giuseppe Turchiarelli<br>• Andrea Sabignoso<br>• Julio Mayanz                                                                                                                                        | • Guido Cappetti        | 48, 60%       | • Alvaro Hercolani B.<br>• Rodrigo Bloomfield S.                       | • Andrea Sabignoso<br>• Julio Mayanz                                   |                                                                                                                                       |                                                             | 1, 30%                                                                |

| SOCIEDAD                               | RUT          | FECHA DE CONSTITUCIÓN | CAPITAL SUSCRITO Y PAGADO | OBJETO SOCIAL                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                           | DIRECTORIO DE LA SOCIEDAD |                                                                                                                                                                                                                                              |
|----------------------------------------|--------------|-----------------------|---------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|---------------------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
|                                        |              |                       |                           |                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                         | PRESIDENTE DIRECTORIO     | DIRECTORES TITULARES                                                                                                                                                                                                                         |
| EMPRESA NACIONAL DE GEOTERMIA S. A.    | 99.577.350-3 | 29.12.2000            | MUS\$ 23.269              | Investigación, exploración, desarrollo y explotación de energía geotérmica y todas sus actividades complementarias.                                                                                                                                                                                                                                                                     | • Rodrigo Bloomfield      | • Salvatore Bernabei<br>• Martino Pasti<br>• Rodrigo Bloomfield Sandoval<br>• Alvaro Hercolani Banchini                                                                                                                                      |
| <b>GAS NATURAL</b>                     |              |                       |                           |                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                         |                           |                                                                                                                                                                                                                                              |
| NORGAS S. A.                           | 78.889.940-8 | 26.08.1996            | M\$ 2.758.365             | Importación, exportación y compra de gas licuado de petróleo y su venta a granel a distribuidores mayoristas en la Primera y Segunda Región del país.                                                                                                                                                                                                                                   | • Angel Mafucci Solimano  | • Angel Mafucci Solimano<br>• Mario Fernández Astudillo<br>• Luis Felipe Silva Labbé<br>• Rodrigo Bloomfield Sandoval<br>• Marc Llambías Bernaus.                                                                                            |
| INNERGY HOLDING S. A.                  | 96.856.650-4 | 23.01.1998            | MUS\$ 191.513             | Participar en sociedades cuyo objeto sea comprar, vender, comercializar y suministrar gas natural, o construir y explotar y operar toda clase de redes de transporte de gas natural. Prestar a sus filiales o a terceros servicios y asesorías gerenciales y administrativas.                                                                                                           | • Carmen Figueroa Deisler | • Pablo Garzón Duarte<br>• Cristián Aguirre Grez<br>• Paulina Brain Santander<br>• Eduardo Cabello Correa;<br>• Carmen Figueroa Deisler<br>• Lorenzo Davico Maggi<br>• Mauricio Balbontín O'Ryan<br>• Jorge Lembeye<br>• Andrés Alonso Rivas |
| GASODUCTO DEL PACIFICO CAYMAN S. A.    | 0-E          | 22.08.1995            | MUS\$ 50                  | Compañía dedicada a la inversión y financiamiento. Controla a Gasoducto del Pacífico ( Argentina) S. A.                                                                                                                                                                                                                                                                                 | • Pablo Garzón            | • Pablo Garzón<br>• Mauricio Midón<br>• Sebastián Raggio<br>• Santiago Freyre<br>• Ignacio Padvalskis<br>• Josefina Pueyrredón<br>• Eduardo Cabello Correa<br>• Andrés Alonso Rivas<br>• Alejandro Fernández Pérez<br>• Ivan Berger Dempster |
| GASODUCTO DEL PACIFICO ARGENTINA S. A. | 0-E          | 16.10.1997            | MUS\$ 55.396              | El objeto de la compañía en conjunto con su relacionada en Chile es operar el gasoducto para transportar gas natural desde Argentina (Loma de la Lata) a la frontera con Chile ( Paso Buta Mallín) y realizar todas las actividades relacionadas con este servicio.                                                                                                                     | • Pablo Garzón            | • Pablo Garzón<br>• Mauricio Midón<br>• Sebastián Raggio<br>• Santiago Freyre<br>• Ignacio Padvalskis<br>• Josefina Pueyrredón<br>• Eduardo Cabello Correa<br>• Andrés Alonso Rivas<br>• Alejandro Fernández Pérez<br>• Ivan Berger Dempster |
| GASODUCTO DEL PACIFICO CHILE S. A.     | 96.762.250-8 | 16.10.1997            | MUS\$ 105.842             | Construcción, propiedad, explotación y operación técnica y comercial de un sistema de ductos, en la Republica de Chile, para transportar gas natural desde la provincia de Neuquén, República Argentina, hasta la Octava Región, República de Chile, incluyendo cualquier expansión, extensión y/o interconexión de dicho sistema de ductos e instalaciones dentro de la Octava Región. | • Carmen Figueroa Deisler | • Pablo Garzón Duarte<br>• Cristian Aguirre Grez<br>• Paulina Brain Santander<br>• Eduardo Cabello Correa<br>• Carmen Figueroa Deisler<br>• Lorenzo Davico Maggi<br>• Mauricio Balbontín O'Ryan<br>• Andrés Alonso Rivas                     |
| ELECTROGAS S. A.                       | 96.806.130-5 | 14.10.1996            | MUS\$ 21.266              | Sociedad anónima cerrada de carácter operativo cuyo objeto social es prestar servicios de transporte de gas natural y otros combustibles, por cuenta propia o ajena, para lo cual podrá construir, operar y mantener gasoductos, oleoductos, poliductos e instalaciones complementarias.                                                                                                | • Alan Fischer Hill       | • Alan Fischer Hill<br>• Eduardo Lauer Rodríguez<br>• Pedro Gatica Kerr<br>• Marco Arróspide R<br>• Juan Eduardo Vásquez Moya.                                                                                                               |
| GNL CHILE S. A.                        | 76.418.940-K | 16.11.2005            | MUS\$ 3.026               | Tiene por objeto importar GNL y vender gas natural. Para ello compra e importa gas natural licuado, ha contratado el 100% de la capacidad de recepción, almacenamiento y regasificación de GNL con GNL Quintero S. A. y finalmente suministra el gas natural a sus clientes.                                                                                                            | • Klaus Lührmann Poblete  | • Klaus Lührmann Poblete<br>• José Venegas Maluenda<br>• Andrés Alonso Rivas                                                                                                                                                                 |

| DIRECTO RES<br>SUPLENTE S                                                                                                                                                                                                                                          | GERENTE<br>GENERAL           | PART.<br>ENAP | EJECUTIVOS DE ENAP EN COLIGADA                   |                                           | RELACIONES<br>COMERCIALES                                  | ACTOS O CONTRATOS<br>CELEBRADOS                                                                         | PROPORCIÓN<br>DE LA INVERSIÓN<br>SOBRE EL TOTAL DE<br>ACTIVOS DE ENAP |
|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------------------------|---------------|--------------------------------------------------|-------------------------------------------|------------------------------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------|
|                                                                                                                                                                                                                                                                    |                              |               | DIRECTORES<br>TITULARES                          | DIRECTORES<br>SUPLENTE S                  |                                                            |                                                                                                         |                                                                       |
| • Edgard Miller<br>• Giuseppe Turchiarelli<br>• Andrea Sabignoso<br>• Julio Mayanz                                                                                                                                                                                 | • Guido Cappetti             | 49. 00%       | • Alvaro Hercolani B.<br>• Rodrigo Bloomfield S. | • Andrea Sabignoso<br>• Julio Mayanz      |                                                            |                                                                                                         | 0, 03%                                                                |
| • Esteban Rodríguez Bravo;<br>• José Miguel Bambach Salvatore;<br>• Luis Manríquez B.<br>• Andrea Sabignoso                                                                                                                                                        | • Morris Pessó Olcese        | 42%           | • Marc Llambias<br>• Rodrigo Bloomfield S.       | • Luis Manriquez B.<br>• Andrea Sabignoso | Compra de Gas a Granel,<br>servicios varios de transporte  | Contrato de Suministro de Gas<br>Licuado de Petróleo.                                                   | 0, 04%                                                                |
| • Roberto Píriz Simonetti<br>• Pablo Garzón Duarte;<br>• Cristian Aguirre Grez<br>• Yasna Ross                                                                                                                                                                     | • Patricia Palacios M.       | 25%           | • Andrés Alonso<br>• Jorge Lembeye               | • Yasna Ross                              | Compra de gas Natural incluyendo<br>servicio de transporte | Contrato de compra de gas natural.<br>Servicio de Operación y<br>Mantenimiento PSR.                     | 0, 09%                                                                |
| • Walter Fernández<br>• Cristián Aguirre Grez<br>• Carmen Figueroa Deisler<br>• Mauricio Balbontín O´Ryan<br>• Lorenzo Davico Maggi<br>• Paulina Brain Santander<br>• Roberto Píriz Simonetti<br>• Yasna Ross<br>• Luis Manriquez<br>• José David Tezanos González | • Patricia Palacios M.       | 23%           | • Andrés Alonso<br>• Iván Berger D.              | • Yasna Ross<br>• Luis Manríquez B.       |                                                            |                                                                                                         | 0, 00%                                                                |
| • Walter Fernández<br>• Cristián Aguirre Grez<br>• Carmen Figueroa Deisler<br>• Mauricio Balbontín O´Ryan<br>• Lorenzo Davico Maggi<br>• Paulina Brain Santander<br>• Roberto Píriz Simonetti<br>• Yasna Ross<br>• Luis Manriquez<br>• José David Tezanos González | • Patricia Palacios M.       | 22. 80%       | • Andrés Alonso                                  | • Yasna Ross                              |                                                            |                                                                                                         | 0, 13%                                                                |
| • Roberto Píriz Simonetti<br>• Pablo Garzón Duarte;<br>• Lorenzo Davico Maggi<br>• Cristián Aguirre Grez<br>• Yasna Ross.                                                                                                                                          | • Patricia Palacios M.       | 25%           | • Andrés Alonso<br>• Jorge Lembeye               | • Yasna Ross                              |                                                            |                                                                                                         | 0, 05%                                                                |
| • Andrés Opazo Irrarrázaval<br>• Luis Lefort Pizarro<br>• Juan Oliva Vasquez<br>• Ricardo Santibañez Zamorano<br>• Patricio Pérez Cotapos                                                                                                                          | • Alan Fischer Hill          | 15% *         | • Marco Arróspide<br>Rivera                      | • Patricio Pérez Cotapos                  |                                                            | Contrato de transporte de Gas Zona<br>1 y Zona 2                                                        | 0, 11%                                                                |
| • Luis Arancibia Yametti<br>• Alex Díaz Sanzana<br>• Yasna Ross                                                                                                                                                                                                    | • Alejandro Palma<br>Rioseco | 33. 33%       | • Andrés Alonso                                  | • Yasna Ross                              |                                                            | Gas sales Agreement entre ERS A y<br>GNL Chile S. A. (GNLC)<br>SPA entre ERS A, GNLC y<br>BGLNG trading | 0, 07%                                                                |

| SOCIEDAD                                 | RUT          | FECHA DE CONSTITUCIÓN | CAPITAL SUSCRITO Y PAGADO | OBJETO SOCIAL                                                                                                                                                                                                                                                                                       | DIRECTORIO DE LA SOCIEDAD    |                                                                                                                                                             |
|------------------------------------------|--------------|-----------------------|---------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
|                                          |              |                       |                           |                                                                                                                                                                                                                                                                                                     | PRESIDENTE DIRECTORIO        | DIRECTORES TITULARES                                                                                                                                        |
| GNL QUINTERO S. A.                       | 76.788.080-4 | 09.03.2007            | MUS\$ 114.058             | Desarrollo , financiamiento, diseño, ingeniería, suministro, construcción y puesta en marcha, pruebas, conclusión , operación y mantenimiento de una terminal de regasificación de gas natural licuado y sus expansiones de haberlas.                                                               | • Francisco Gazmuri Schleyer | • Francisco Gazmuri Schleyer<br>• Marco Antonio Arróspide Rivera<br>• Juan Oliva Vásquez<br>• José Antonio de las Heras Alonso<br>• Sultán Al Bartamani     |
| <b>OTRAS</b>                             |              |                       |                           |                                                                                                                                                                                                                                                                                                     |                              |                                                                                                                                                             |
| COMPAÑÍA DE HIDROGENOS DEL BIO-BIO S. A. | 99.519.810-K | 17.02.2003            | MUS\$6.597                | Construcción y operación de una planta destinada a la producción de hidrógeno de alta pureza a partir de gas natural y otras cargas. La planta se encuentra ubicada en terrenos de Enap Refinerías (Ex Petrox) Talcahuano.                                                                          | • Naoshi Matsumoto Takahashi | • Juan Eduardo Errázuriz Ossa<br>• Naoshi Matsumoto Takahashi;<br>• Juan Pablo Aboitiz Domínguez<br>• Gonzalo Cavada Charles;<br>• Luis Manríquez Balmaceda |
| PETROPOWER ENERGIA LTDA.                 | 78.335.760-7 | 22.12.1992            | MUS\$ 70.461              | Producir energía y procesar combustible mediante el desarrollo, construcción y operación de una planta de coquización retardada, incluyendo una unidad de hidrotratamiento y una planta de cogeneración de energía eléctrica , vapor y agua desmineralizada y de ciertos sistemas de interconexión. | • Anthony Scerbo             | • Anthony Scerbo;<br>• Martin Karpenski<br>• Gary Nedelka<br>• Javier Palencia<br>• Ramon Zubizarreta<br>• Carlos Reyes;<br>• Marc Llambías                 |

\* Estas Sociedades se presentan en el rubro "Otros activos no financieros no corrientes" en los estados financieros al 31 de diciembre de 2015 y 2014.

| DIRECTORES<br>SUPLENTE                                                                                                                                                                                         | GERENTE<br>GENERAL             | PART.<br>ENAP | EJECUTIVOS DE ENAP EN COLIGADA                                                            |                                                                                                        | RELACIONES<br>COMERCIALES                                                                                                            | ACTOS O CONTRATOS<br>CELEBRADOS                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                               | PROPORCIÓN<br>DE LA INVERSIÓN<br>SOBRE EL TOTAL DE<br>ACTIVOS DE ENAP |
|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|--------------------------------|---------------|-------------------------------------------------------------------------------------------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------|
|                                                                                                                                                                                                                |                                |               | DIRECTORES<br>TITULARES                                                                   | DIRECTORES<br>SUPLENTE                                                                                 |                                                                                                                                      |                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                               |                                                                       |
| <ul style="list-style-type: none"> <li>• Victor Turpaud Fernández</li> <li>• Patricio Pérez Cotapos;</li> <li>• Alan Fischer Hill</li> <li>• Rafael González Rodríguez</li> <li>• Hilal Al- Kharusi</li> </ul> | • Antonio Bacigalupo           | 20%           | • Marco Arróspide<br>Rivera                                                               | • Patricio Pérez Cotapos                                                                               |                                                                                                                                      | <ul style="list-style-type: none"> <li>- Contrato de Compraventa, entre ERSA y GNLQ</li> <li>- Contrato de Opciones entre ENAP y GNLQ.</li> <li>- Contrato de Cesión de Permisos ambientales, entre ENAP y GNLQ.</li> <li>- Convenio de autorización, ERSA a GNLQ.</li> <li>- Contrato denominado TUA Direct Agreement entre ERSA entre otros y GNLQ.</li> <li>- Contrato Marco de Arbitraje.</li> <li>- Company Guarantee de ENAP a CB&amp;I.</li> <li>- Second Amendment to Umbrella Arbitration Agreement.</li> <li>- Protocolo Operacional periodo Fast Track.</li> <li>- Cesión, Aceptación y Otros al Contrato de Ingeniería, Suministro y Construcción y Acuerdo Marco de Ingeniería, Suministro y Construcción de Enap y Metrogas a GNL Quintero S. A. de fecha 15 de junio 2010; con Montaje Industrial Consorcio Echeverría Izquierdo, Parés y Alvarez Limitada.</li> <li>- Cesión, Aceptación y Otros al Contrato de Ingeniería, Suministro y Construcción y Acuerdo Marco de Ingeniería, Suministro y Construcción de Enap y Metrogas a GNL Quintero S. A. de fecha 15 de junio 2010; con Montaje Industrial Consorcio Echeverría Izquierdo, Parés y Alvarez Limitada.</li> </ul> | 0,45%                                                                 |
| N/ A                                                                                                                                                                                                           | • Juan Pablo Aboitiz Domínguez | 5%            | • Luis Manríquez Balmaceda                                                                | • Iván Berger Dempster                                                                                 | Servicios de procesamiento para la producción de hidrógeno a partir de gas natural y otras cargas en Enap Refinerías S. A. - Bío Bío | Contratos con Enap Refinerías S. A. : Servicios de Procesamiento, Operación y Mantenición, Comodato de Terreno                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                | Entidad Estructurada                                                  |
| <ul style="list-style-type: none"> <li>• Steve Di Lauri</li> <li>• Jaime Carey</li> <li>• Kevin Hogan</li> <li>• Kevin Boylan</li> <li>• Juan José Eyzaguirre</li> <li>• Fernando Promis</li> </ul>            | • Ramón Zubizarreta            | 7,50%         | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Carlos Reyes</li> <li>• Marc Llambias</li> </ul> | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Juan José Eyzaguirre</li> <li>• Fernando Promis B.</li> </ul> | Venta de energía eléctrica, agua, comisión procesamiento coker, derecho de propiedad, garantías.                                     | 1- Partners Agreement,<br>2- Processing Service and Supply Agreement, ambos del 15 de enero 1996<br>3- Usufrut Ans Easement Agreement<br>4- Arbitration Agreement ambos de 7 de febrero de 1996, y<br>5. - Electric Energy Agreement del 2 de mayo del 2000.                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                  | 0,27%                                                                 |

CAPITULO 6

# ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS



## EMPRESA NACIONAL DEL PETRÓLEO Y FILIALES

Estados financieros consolidados

Al 31 de diciembre de 2015

### CONTENIDO

Informe del auditor independiente  
Estados de situación financiera consolidados  
Estados de resultados consolidados  
Estados de resultados integrales consolidados  
Estados de cambios en el patrimonio neto consolidados  
Estados de flujos del efectivo consolidados  
Notas a los estados financieros consolidados

\$ - Pesos chilenos  
M\$ - Miles de pesos chilenos  
US\$ - Dólares estadounidenses  
MUS\$ - Miles de dólares estadounidenses  
UF - Unidades de fomento  
€ - Euro





## INFORME DEL AUDITOR INDEPENDIENTE

Santiago, 3 de marzo de 2016

Señores  
Presidente y Directores  
Empresa Nacional del Petróleo

Hemos efectuado una auditoría a los estados financieros consolidados adjuntos de Empresa Nacional del Petróleo y filiales, que comprenden los estados consolidados de situación financiera al 31 de diciembre de 2015 y 2014, los correspondientes estados consolidados de resultados, de resultados integrales, de cambios en el patrimonio y de flujos de efectivo por los años terminados en esas fechas y las correspondientes notas a los estados financieros consolidados.

### *Responsabilidad de la Administración por los estados financieros consolidados*

La Administración es responsable por la preparación y presentación razonable de estos estados financieros consolidados de acuerdo con instrucciones y normas de preparación y presentación de información financiera emitidas por la Superintendencia de Valores y Seguros descritas en Nota 3 a los estados financieros consolidados. Esta responsabilidad incluye el diseño, implementación y mantención de un control interno pertinente para la preparación y presentación razonable de estados financieros consolidados que estén exentos de representaciones incorrectas significativas, ya sea debido a fraude o error.

### *Responsabilidad del auditor*

Nuestra responsabilidad consiste en expresar una opinión sobre estos estados financieros consolidados a base de nuestras auditorías. Efectuamos nuestras auditorías de acuerdo con normas de auditoría generalmente aceptadas en Chile. Tales normas requieren que planifiquemos y realicemos nuestro trabajo con el objeto de lograr un razonable grado de seguridad de que los estados financieros consolidados están exentos de representaciones incorrectas significativas.

Una auditoría comprende efectuar procedimientos para obtener evidencia de auditoría sobre los montos y revelaciones en los estados financieros consolidados. Los procedimientos seleccionados dependen del juicio del auditor, incluyendo la evaluación de los riesgos de representaciones incorrectas significativas de los estados financieros consolidados ya sea debido a fraude o error. Al efectuar estas evaluaciones de los riesgos, el auditor considera el control interno pertinente para la preparación y presentación razonable de los estados financieros consolidados de la entidad con el objeto de diseñar procedimientos de auditoría que sean apropiados en las circunstancias, pero sin el propósito de expresar una opinión sobre la efectividad del control interno de la entidad. En consecuencia, no expresamos tal tipo de opinión. Una auditoría incluye, también, evaluar lo apropiadas que son las políticas de contabilidad utilizadas y la razonabilidad de las estimaciones contables significativas efectuadas por la Administración, así como una evaluación de la presentación general de los estados financieros consolidados.



Santiago, 3 de marzo de 2016  
Empresa Nacional del Petróleo  
2

Consideramos que la evidencia de auditoría que hemos obtenido es suficiente y apropiada para proporcionarnos una base para nuestra opinión.

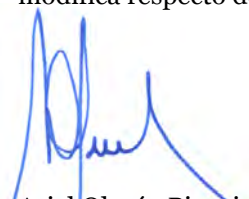
### *Opinión*

En nuestra opinión, los mencionados estados financieros consolidados presentan razonablemente, en todos sus aspectos significativos, la situación financiera de Empresa Nacional del Petróleo y filiales al 31 de diciembre de 2015 y 2014, los resultados de sus operaciones y los flujos de efectivo por los años terminados en esas fechas de acuerdo con instrucciones y normas de preparación y presentación de información financiera emitidas por la Superintendencia de Valores y Seguros descritas en Nota 3.

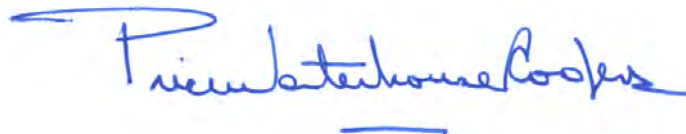
### *Base de contabilización*

Tal como se describe en Nota 3 a los estados financieros consolidados, en virtud de sus atribuciones la Superintendencia de Valores y Seguros con fecha 17 de octubre de 2014 emitió el Oficio Circular N° 856 instruyendo a las entidades fiscalizadas registrar contra patrimonio las diferencias en activos y pasivos por impuestos diferidos que se produzcan como efecto directo del incremento en la tasa de impuestos de primera categoría introducido por la Ley 20.780. Con este hecho se originó un cambio en el marco de preparación y presentación de información financiera aplicado hasta esa fecha, el cual correspondía a las Normas Internacionales de Información Financiera.

Si bien los estados consolidados de resultados, de resultados integrales y los correspondientes estados consolidados de cambios en el patrimonio por los años terminados al 31 de diciembre de 2015 y 2014 fueron preparados sobre las mismas bases de contabilización, en lo referido a los registros de diferencias de activos y pasivos por concepto de impuestos diferidos, no son comparativos de acuerdo a lo explicado en el párrafo anterior. Los efectos que el referido cambio de marco contable generó sobre las cifras del año 2014, que se presentan para efectos comparativos, se explican en Nota 24. Nuestra opinión no se modifica respecto de este asunto.



Ariel Olguín Pisani  
RUT: 6.504.283-5



ESTADOS DE SITUACION FINANCIERA CONSOLIDADOS  
 AL 31 DE DICIEMBRE DE 2015 Y 2014  
 (En miles de dólares)

| <b>ACTIVOS</b>                                                      | <b>Nota<br/>N°</b> | <b>31.12.2015<br/>MUS\$</b> | <b>31.12.2014<br/>MUS\$</b> |
|---------------------------------------------------------------------|--------------------|-----------------------------|-----------------------------|
| <b>Activos corrientes</b>                                           |                    |                             |                             |
| Efectivo y equivalentes al efectivo                                 | 7                  | 113.587                     | 153.511                     |
| Otros activos financieros, corrientes                               | 8                  | 89.802                      | 210.788                     |
| Otros activos no financieros, corrientes                            | 9                  | 5.321                       | 4.973                       |
| Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar, corrientes         | 10                 | 631.759                     | 699.982                     |
| Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes             | 11                 | 26.751                      | 32.536                      |
| Inventarios, corrientes                                             | 12                 | 565.686                     | 758.070                     |
| Activos por impuestos corrientes, corrientes                        | 13                 | 92.231                      | 81.731                      |
| Total activos corrientes                                            |                    | <u>1.525.137</u>            | <u>1.941.591</u>            |
| <b>Activos no corrientes</b>                                        |                    |                             |                             |
| Otros activos financieros, no corrientes                            | 8                  | 41.909                      | 14.154                      |
| Otros activos no financieros, no corrientes                         | 9                  | 28.870                      | 48.690                      |
| Cuentas por cobrar, no corrientes                                   | 10                 | 13.361                      | 15.542                      |
| Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, no corrientes          | 11                 | 1.671                       | 2.435                       |
| Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación | 14                 | 146.718                     | 126.922                     |
| Activos intangibles distintos de la plusvalía                       |                    | 3.083                       | 3.083                       |
| Propiedades, planta y equipo                                        | 15                 | 2.797.661                   | 2.735.897                   |
| Propiedad de inversión                                              | 19                 | 7.551                       | 7.642                       |
| Activos por impuestos diferidos                                     | 13                 | 887.683                     | 761.336                     |
| Total activos no corrientes                                         |                    | <u>3.928.507</u>            | <u>3.715.701</u>            |
| <b>TOTAL ACTIVOS</b>                                                |                    | <u><u>5.453.644</u></u>     | <u><u>5.657.292</u></u>     |

Las notas adjuntas forman parte integral de estos estados financieros consolidados

ESTADOS DE SITUACION FINANCIERA CONSOLIDADOS  
 AL 31 DE DICIEMBRE DE 2015 Y 2014  
 (En miles de dólares)

|                                                             | Nota<br>N° | 31.12.2015<br>MUS\$ | 31.12.2014<br>MUS\$ |
|-------------------------------------------------------------|------------|---------------------|---------------------|
| <b>PATRIMONIO Y PASIVOS</b>                                 |            |                     |                     |
| <b>Pasivos corrientes</b>                                   |            |                     |                     |
| Otros pasivos financieros, corrientes                       | 20         | 491.545             | 459.241             |
| Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar     | 21         | 435.670             | 730.005             |
| Cuentas por pagar a entidades relacionadas, corrientes      | 11         | 39.197              | 46.167              |
| Otras provisiones a corto plazo                             | 22         | 4.764               | 2.775               |
| Pasivos por impuestos, corrientes                           | 13         | 72.355              | 98.514              |
| Provisiones corrientes por beneficios a los empleados       | 23         | 41.798              | 44.927              |
| Otros pasivos no financieros, corrientes                    |            | 9.407               | 10.791              |
| Total pasivos corrientes                                    |            | 1.094.736           | 1.392.420           |
| <b>Pasivos no corrientes</b>                                |            |                     |                     |
| Otros pasivos financieros, no corrientes                    | 20         | 3.310.191           | 3.372.248           |
| Otras cuentas por pagar, no corrientes                      | 21         | 1.086               | 5.442               |
| Otras provisiones, no corrientes                            | 22         | 115.352             | 105.584             |
| Pasivos por impuestos diferidos                             | 13         | 141.583             | 129.253             |
| Provisiones no corrientes por beneficios a los empleados    | 23         | 89.480              | 105.864             |
| Otros pasivos no financieros, no corrientes                 |            | 489                 | 905                 |
| Total pasivos no corrientes                                 |            | 3.658.181           | 3.719.296           |
| <b>Total pasivos</b>                                        |            | 4.752.917           | 5.111.716           |
| <b>Patrimonio</b>                                           |            |                     |                     |
| Capital emitido                                             | 24         | 1.232.332           | 1.232.332           |
| Pérdidas acumuladas                                         | 24         | (470.726)           | (637.827)           |
| Otras reservas                                              | 24         | (73.272)            | (61.400)            |
| Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora |            | 688.334             | 533.105             |
| Participaciones no controladoras                            | 25         | 12.393              | 12.471              |
| <b>Patrimonio total</b>                                     |            | 700.727             | 545.576             |
| <b>TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS</b>                           |            | 5.453.644           | 5.657.292           |

Las notas adjuntas forman parte integral de estos estados financieros consolidados

ESTADOS DE RESULTADOS CONSOLIDADOS  
 POR LOS EJERCICIOS TERMINADOS AL 31 DE DICIEMBRE DE 2015 Y 2014  
 (En miles de dólares)

| Estado de Resultados<br>Ganancia (pérdida)                                                                                                 | Nota<br>N° | 31.12.2015<br>MUS\$ | 31.12.2014<br>MUS\$ |
|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------|---------------------|---------------------|
| Ingresos de actividades ordinarias                                                                                                         | 27         | 6.351.011           | 9.836.645           |
| Costos de ventas                                                                                                                           | 28         | (5.708.056)         | (9.336.206)         |
| Margen bruto                                                                                                                               |            | 642.955             | 500.439             |
| Otros ingresos, por función                                                                                                                |            | 26.785              | 37.641              |
| Costos de distribución                                                                                                                     | 29         | (204.160)           | (182.690)           |
| Gasto de administración                                                                                                                    |            | (87.831)            | (86.307)            |
| Otros gastos, por función                                                                                                                  | 30         | (104.187)           | (40.747)            |
| Otras ganancias (pérdidas)                                                                                                                 |            | (7.098)             | 1.833               |
| Ingresos financieros                                                                                                                       |            | 5.911               | 7.615               |
| Costos financieros                                                                                                                         | 31         | (190.969)           | (179.169)           |
| Participación en las ganancias y (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación | 14         | 14.861              | 18.685              |
| Diferencias de cambio                                                                                                                      | 33         | (3.352)             | (8.029)             |
| Ganancia, antes de impuestos                                                                                                               |            | 92.915              | 69.271              |
| Beneficio por impuesto a las ganancias                                                                                                     | 13         | 77.567              | 87.327              |
| Ganancia                                                                                                                                   |            | 170.482             | 156.598             |
| <b>Ganancia, atribuible a:</b>                                                                                                             |            |                     |                     |
| Ganancia, atribuible a los propietarios de la controladora                                                                                 |            | 168.919             | 154.937             |
| Ganancia, atribuible a participaciones no controladoras                                                                                    | 25         | 1.563               | 1.661               |
| Ganancia                                                                                                                                   |            | 170.482             | 156.598             |

Las notas adjuntas forman parte integral de estos estados financieros consolidados

ESTADOS DE RESULTADOS INTEGRALES CONSOLIDADOS  
POR LOS EJERCICIOS TERMINADOS AL 31 DE DICIEMBRE DE 2015 Y 2014  
(En miles de dólares)

| Estado de resultado integral                                                                                                           | 01.01.2015 | 01.01.2014 |
|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------|------------|
|                                                                                                                                        | 31.12.2015 | 31.12.2014 |
|                                                                                                                                        | MUS\$      | MUS\$      |
| <b>Ganancia (pérdida)</b>                                                                                                              | 170.482    | 156.598    |
| <b>Componentes de otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del ejercicio, antes de impuestos</b>                  |            |            |
| Componentes de otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del ejercicio                                             |            |            |
| Otro resultado integral, antes de impuestos, ganancias (pérdidas) por nuevas mediciones de planes de beneficios definidos              | (3.109)    | (6.273)    |
| <b>Total otro resultado integral que no se reclasificará al resultado del ejercicio, antes de impuestos</b>                            | (3.109)    | (6.273)    |
| <b>Componentes de otro resultado integral que se reclasificarán al resultado del ejercicio, antes de impuestos</b>                     |            |            |
| Diferencias de cambio por conversión                                                                                                   |            |            |
| Pérdidas por diferencias de cambio de conversión, antes de impuestos                                                                   | (3.511)    | (2.885)    |
| <b>Coberturas de flujo de efectivo</b>                                                                                                 |            |            |
| Ganancias por coberturas de flujos de efectivo, antes de impuestos                                                                     | 211.434    | 475.023    |
| Ajustes de reclasificación en coberturas de flujos de efectivo, antes de impuestos                                                     | (227.643)  | (436.675)  |
| <b>Otro resultado integral, antes de impuestos, coberturas del flujo de efectivo</b>                                                   | (16.209)   | 38.348     |
| Participación en el otro resultado integral de asociadas contabilizados utilizando el método de la participación                       | -          | 23.598     |
| <b>Total otro resultado integral que se reclasificará al resultado de ejercicio, antes de impuestos</b>                                | (19.720)   | 59.061     |
| <b>Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que no se reclasificará al resultado del ejercicio</b> |            |            |
| Impuesto a las ganancias relativo a nuevas mediciones de planes de beneficios definidos de otro resultado integral                     | 1.165      | 1.317      |
| <b>Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que se reclasificará al resultado del ejercicio</b>    |            |            |
| Impuesto a las ganancias relacionado con diferencias de cambio de conversión de otro resultado integral                                | 790        | 606        |
| Impuesto a las ganancias relacionado con coberturas de flujos de efectivo                                                              | 9.002      | (3.933)    |
| <b>Otro resultado integral</b>                                                                                                         | (11.872)   | 50.778     |
| <b>Resultado integral total</b>                                                                                                        | 158.610    | 207.376    |
| Resultado integral atribuible a los propietarios de la controladora                                                                    | 157.047    | 205.715    |
| Resultado integral atribuible a participaciones no controladoras                                                                       | 1.563      | 1.661      |
| <b>Resultado integral total</b>                                                                                                        | 158.610    | 207.376    |

Las notas adjuntas forman parte integral de estos estados financieros consolidados

## ENAP Y FILIALES

ESTADO DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO NETO CONSOLIDADO  
POR LOS EJERCICIOS TERMINADOS AL 31 DE DICIEMBRE DE 2015 Y 2014  
(En miles de dólares)

|                                                             | Cambios en otras reservas   |                                      |                                                                    |                                                        |                                                                             |                                                                                                |                                      |                            |                                                |                                                                                    | Participaciones<br>no controladora<br>MUS\$ | Patrimonio<br>total<br>MUS\$ |
|-------------------------------------------------------------|-----------------------------|--------------------------------------|--------------------------------------------------------------------|--------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------|--------------------------------------|----------------------------|------------------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------|---------------------------------------------|------------------------------|
|                                                             | Capital<br>emitido<br>MUS\$ | Superavit de<br>Revaluación<br>MUS\$ | Reservas por<br>diferencia de<br>cambio por<br>conversión<br>MUS\$ | Reservas de<br>coberturas de<br>flujo de caja<br>MUS\$ | Reservas<br>actuariales en<br>planes de<br>beneficios<br>definidos<br>MUS\$ | Reservas por<br>remediación de<br>activos financieros<br>disponibles<br>para la venta<br>MUS\$ | Otras<br>reservas<br>varias<br>MUS\$ | Otras<br>reservas<br>MUS\$ | Ganancias<br>(pérdidas)<br>acumuladas<br>MUS\$ | Patrimonio neto<br>atribuible a los<br>propietarios de<br>la controladora<br>MUS\$ |                                             |                              |
| Saldo Inicial 01.01.2015                                    | 1.232.332                   | -                                    | (76.561)                                                           | (8.684)                                                | (4.615)                                                                     | 1.190                                                                                          | 27.270                               | (61.400)                   | (637.827)                                      | 533.105                                                                            | 12.471                                      | 545.576                      |
| Incremento (disminución) por correcciones de errores        | -                           | -                                    | -                                                                  | -                                                      | -                                                                           | -                                                                                              | -                                    | -                          | -                                              | -                                                                                  | -                                           | -                            |
| Saldo Inicial Reexpresado                                   | 1.232.332                   | -                                    | (76.561)                                                           | (8.684)                                                | (4.615)                                                                     | 1.190                                                                                          | 27.270                               | (61.400)                   | (637.827)                                      | 533.105                                                                            | 12.471                                      | 545.576                      |
| Cambios en patrimonio                                       |                             |                                      |                                                                    |                                                        |                                                                             |                                                                                                |                                      |                            |                                                |                                                                                    |                                             |                              |
| Resultado Integral                                          |                             |                                      |                                                                    |                                                        |                                                                             |                                                                                                |                                      |                            |                                                |                                                                                    |                                             |                              |
| Ganancia (pérdida)                                          |                             |                                      |                                                                    |                                                        |                                                                             |                                                                                                |                                      |                            | 168.919                                        | 168.919                                                                            | 1.563                                       | 170.482                      |
| Otro resultado integral                                     |                             | -                                    | (2.721)                                                            | (7.207)                                                | (1.944)                                                                     | -                                                                                              | -                                    | (11.872)                   |                                                | (11.872)                                                                           | -                                           | (11.872)                     |
| Resultado integral                                          |                             | -                                    | (2.721)                                                            | (7.207)                                                | (1.944)                                                                     | -                                                                                              | -                                    | (11.872)                   | 168.919                                        | 157.047                                                                            | 1.563                                       | 158.610                      |
| Incremento (disminución) por transferencias y otros cambios | -                           | -                                    | -                                                                  | -                                                      | -                                                                           | -                                                                                              | -                                    | -                          | (1.818)                                        | (1.818)                                                                            | (1.641)                                     | (3.459)                      |
| Total de cambios en patrimonio                              | -                           | -                                    | (2.721)                                                            | (7.207)                                                | (1.944)                                                                     | -                                                                                              | -                                    | (11.872)                   | 167.101                                        | 155.229                                                                            | (78)                                        | 155.151                      |
| Saldo Final 31.12.2015                                      | <u>1.232.332</u>            | <u>-</u>                             | <u>(79.282)</u>                                                    | <u>(15.891)</u>                                        | <u>(6.559)</u>                                                              | <u>1.190</u>                                                                                   | <u>27.270</u>                        | <u>(73.272)</u>            | <u>(470.726)</u>                               | <u>688.334</u>                                                                     | <u>12.393</u>                               | <u>700.727</u>               |
| Saldo Inicial 01.01.2014                                    | 1.232.332                   | -                                    | (74.282)                                                           | (66.697)                                               | 341                                                                         | 1.190                                                                                          | 27.195                               | (112.253)                  | (902.217)                                      | 217.862                                                                            | 12.720                                      | 230.582                      |
| Incremento (disminución) por correcciones de errores        | -                           | -                                    | -                                                                  | -                                                      | -                                                                           | -                                                                                              | -                                    | -                          | -                                              | -                                                                                  | -                                           | -                            |
| Saldo Inicial Reexpresado                                   | 1.232.332                   | -                                    | (74.282)                                                           | (66.697)                                               | 341                                                                         | 1.190                                                                                          | 27.195                               | (112.253)                  | (902.217)                                      | 217.862                                                                            | 12.720                                      | 230.582                      |
| Cambios en patrimonio                                       |                             |                                      |                                                                    |                                                        |                                                                             |                                                                                                |                                      |                            |                                                |                                                                                    |                                             |                              |
| Resultado Integral:                                         |                             |                                      |                                                                    |                                                        |                                                                             |                                                                                                |                                      |                            |                                                |                                                                                    |                                             |                              |
| Ganancia (pérdida)                                          |                             |                                      |                                                                    |                                                        |                                                                             |                                                                                                |                                      |                            | 154.937                                        | 154.937                                                                            | 1.661                                       | 156.598                      |
| Otro resultado integral                                     |                             | -                                    | (2.279)                                                            | 58.013                                                 | (4.956)                                                                     | -                                                                                              | -                                    | 50.778                     |                                                | 50.778                                                                             | -                                           | 50.778                       |
| Resultado integral                                          |                             | -                                    | (2.279)                                                            | 58.013                                                 | (4.956)                                                                     | -                                                                                              | -                                    | 50.778                     | 154.937                                        | 205.715                                                                            | 1.661                                       | 207.376                      |
| Incremento (disminución) por transferencias y otros cambios | -                           | -                                    | -                                                                  | -                                                      | -                                                                           | -                                                                                              | 75                                   | 75                         | 109.453                                        | 109.528                                                                            | (1.910)                                     | 107.618                      |
| Total de cambios en patrimonio                              | -                           | -                                    | (2.279)                                                            | 58.013                                                 | (4.956)                                                                     | -                                                                                              | 75                                   | 50.853                     | 264.390                                        | 315.243                                                                            | (249)                                       | 314.994                      |
| Saldo Final 31.12.2014                                      | <u>1.232.332</u>            | <u>-</u>                             | <u>(76.561)</u>                                                    | <u>(8.684)</u>                                         | <u>(4.615)</u>                                                              | <u>1.190</u>                                                                                   | <u>27.270</u>                        | <u>(61.400)</u>            | <u>(637.827)</u>                               | <u>533.105</u>                                                                     | <u>12.471</u>                               | <u>545.576</u>               |

Las notas adjuntas forman parte integral de estos estados financieros consolidados

ESTADOS DE FLUJOS DE EFECTIVOS CONSOLIDADOS  
 POR LOS EJERCICIOS TERMINADOS AL 31 DE DICIEMBRE DE 2015 Y 2014  
 (En miles de dólares)

|                                                                                                                  | 31.12.2015<br>MUS\$ | 31.12.2014<br>MUS\$ |
|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|---------------------|---------------------|
| <b>Estado de Flujos de Efectivo Directo</b>                                                                      |                     |                     |
| <b>Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación</b>                                |                     |                     |
| Clases de cobros por actividades de operación                                                                    |                     |                     |
| Cobros procedentes de las ventas de bienes y prestación de servicios                                             | 9.469.494           | 14.163.079          |
| Otros cobros (pagos) por actividades de operación                                                                | 40.583              | 37.072              |
| Clases de pagos                                                                                                  |                     |                     |
| Pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios                                                      | (6.233.558)         | (11.018.226)        |
| Pagos a y por cuenta de los empleados                                                                            | (321.864)           | (394.529)           |
| Otros pagos por actividades de operación                                                                         | (2.080.457)         | (2.338.190)         |
| Dividendos pagados                                                                                               | (1.665)             | (1.350)             |
| Dividendos recibidos                                                                                             | 20.123              | 23.830              |
| Intereses pagados                                                                                                | (728)               | (109)               |
| Intereses recibidos                                                                                              | 2.397               | 6.974               |
| Impuestos a las ganancias reembolsados (pagados)                                                                 | (110.668)           | (71.358)            |
| Otras (salidas) entradas de efectivo                                                                             | 21.705              | 14.687              |
| <b>Flujos de efectivo procedentes de actividades de operación</b>                                                | <b>805.362</b>      | <b>421.880</b>      |
| <b>Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión</b>                                |                     |                     |
| Compra de participaciones no controladoras                                                                       | (20.000)            | -                   |
| Préstamos a entidades relacionadas                                                                               | (3.268)             | -                   |
| Compras de propiedades, planta y equipo                                                                          | (589.493)           | (430.103)           |
| Anticipos de efectivo y préstamos concedidos a terceros                                                          | (617)               | (2.146)             |
| Cobros procedentes del reembolso de anticipos y préstamos concedidos a terceros                                  | 2.033               | 2.502               |
| Cobros a entidades relacionadas                                                                                  | 2.631               | 1.524               |
| Intereses recibidos                                                                                              | 1.424               | -                   |
| <b>Flujos de efectivo utilizados en actividades de inversión</b>                                                 | <b>(607.290)</b>    | <b>(428.223)</b>    |
| <b>Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación</b>                             |                     |                     |
| Importes procedentes de préstamos de corto plazo                                                                 | 149.677             | 372.065             |
| Pagos de préstamos                                                                                               | (222.988)           | (920.588)           |
| Pagos de pasivos por arrendamientos financieros                                                                  | (2.084)             | (3.632)             |
| Intereses pagados                                                                                                | (165.441)           | (165.584)           |
| Otras entradas de efectivo (Nota N° 3.1.y.)                                                                      | 7.352               | 428.349             |
| <b>Flujos de efectivo utilizados en actividades de financiación</b>                                              | <b>(233.484)</b>    | <b>(289.390)</b>    |
| Disminución neta en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambio | (35.412)            | (295.733)           |
| <b>Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo</b>                 |                     |                     |
| Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo                        | (4.512)             | (19.769)            |
| Disminución neta de efectivo y equivalentes al efectivo                                                          | (39.924)            | (315.502)           |
| Efectivo y equivalentes al efectivo al inicio del ejercicio                                                      | 153.511             | 469.013             |
| <b>Efectivo y equivalentes al efectivo al final del ejercicio</b>                                                | <b>113.587</b>      | <b>153.511</b>      |

Las notas adjuntas forman parte integral de estos estados financieros consolidados

**Índice****Página**

|                                                                         |    |
|-------------------------------------------------------------------------|----|
| 1. Información general                                                  | 1  |
| 2. Descripción del negocio                                              | 1  |
| 3. Resumen de principales políticas contables aplicadas                 | 2  |
| 4. Gestión de riesgos financieros y definición de coberturas            | 17 |
| 5. Estimaciones y juicios contables críticos                            | 22 |
| 6. Activos financieros                                                  | 23 |
| 7. Efectivo y equivalentes al efectivo                                  | 24 |
| 8. Otros activos financieros corrientes y no corrientes                 | 25 |
| 9. Otros activos no financieros corrientes y no corrientes              | 26 |
| 10. Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar                     | 27 |
| 11. Saldos y transacciones con entidades relacionadas                   | 28 |
| 12. Inventarios                                                         | 30 |
| 13. Activos y pasivos por impuestos corrientes y diferidos              | 31 |
| 14. Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación | 34 |
| 15. Propiedades, planta y equipo                                        | 37 |
| 16. Pérdidas por deterioro y provisiones                                | 40 |
| 17. Participaciones en operaciones conjuntas                            | 41 |
| 18. Otros negocios                                                      | 47 |
| 19. Propiedades de inversión                                            | 49 |
| 20. Otros pasivos financieros                                           | 49 |
| 21. Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar             | 58 |
| 22. Otras provisiones                                                   | 58 |
| 23. Provisiones por beneficios a los empleados                          | 59 |
| 24. Patrimonio                                                          | 62 |
| 25. Interés no controlable                                              | 65 |
| 26. Segmentos de negocio                                                | 65 |
| 27. Ingresos de actividades ordinarias                                  | 69 |
| 28. Costos de ventas                                                    | 70 |
| 29. Costos de distribución                                              | 70 |
| 30. Otros gastos, por función                                           | 70 |
| 31. Costos financieros                                                  | 71 |
| 32. Gastos del personal                                                 | 71 |
| 33. Diferencias de cambio                                               | 71 |
| 34. Moneda extranjera                                                   | 72 |
| 35. Información sobre medio ambiente                                    | 72 |
| 36. Juicios y compromisos comerciales                                   | 73 |
| 37. Garantías comprometidas con terceros                                | 77 |
| 38. Ámbito de consolidación                                             | 78 |
| 39. Hechos posteriores                                                  | 80 |

**ENAP Y FILIALES**  
**NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS A DICIEMBRE 2015**  
**(En miles de dólares)**

---

## 1. INFORMACIÓN GENERAL

Empresa Nacional del Petróleo (en adelante “la Empresa” o “ENAP”), es la matriz del grupo de empresas a que se refieren los presentes estados financieros consolidados (en adelante “Grupo ENAP”).

Con fecha 4 de octubre de 2002, la Empresa fue inscrita en el Registro de Valores de la Superintendencia de Valores y Seguros, bajo el N° 783. De acuerdo a lo anterior, la Empresa se encuentra sujeta a las normas y a la fiscalización de la citada Superintendencia.

ENAP fue creada por la Ley 9.618 de fecha 19 de junio de 1950 y es de propiedad del Estado de Chile, cuyo giro es la exploración, producción y comercialización de hidrocarburos y sus derivados. Los domicilios de la Empresa son en Santiago, Avenida Vitacura 2736 Piso 10, Las Condes y en Punta Arenas, José Nogueira 1101.

Los estados financieros consolidados de la Empresa correspondientes al ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2015, fueron aprobados por su Directorio en Sesión **Ordinaria N° xxx de fecha xx de marzo de 2016**. Los estados financieros consolidados de la Empresa correspondientes al ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2014 fueron aprobados por su Directorio en Sesión Ordinaria N°1.114 de fecha 29 de enero de 2015.

## 2. DESCRIPCIÓN DEL NEGOCIO

La actividad principal de ENAP, de acuerdo con la Ley 9.618 y sus modificaciones posteriores, es la exploración, explotación o beneficio de yacimientos que contengan hidrocarburos, actividad que está facultada para desarrollar dentro y fuera del territorio nacional. Sus filiales son:

- Enap Refinerías S.A., la cual comenzó a operar oficialmente el 1 de enero de 2004, cuyo domicilio social es Avenida Borgoño 25.777 Comuna de Concón - Quinta Región. Enap Refinerías S.A., nace de la fusión entre Petrox S.A. Refinería de Petróleo y Refinería de Petróleo de Concón S.A. (RPC), mediante la incorporación de esta última a la primera, acuerdo adoptado en Junta General Extraordinaria de Accionistas de Petrox S.A. Refinería de Petróleo, realizada el 23 de diciembre de 2003. El giro comercial de Enap Refinerías S.A. (Ex - Petrox S.A. Refinería de Petróleo) es la importación, elaboración, almacenamiento y comercialización de hidrocarburos y sus derivados y todas las demás actividades que directa o indirectamente se relacionan con las aquí mencionadas y con las que en forma detallada se expresan en el artículo tercero del estatuto social vigente.

- Enap Sipetrol S.A., realiza fuera del territorio nacional una o más de las actividades de exploración, explotación o beneficio de yacimientos que contengan hidrocarburos.

Enap Sipetrol S.A. posee sucursales en Ecuador y Venezuela, y filiales en Argentina, Ecuador, Uruguay, Reino Unido, además de sus operaciones conjuntas. Por medio de la filial en Uruguay participa en actividades de producción en Egipto. La sucursal de Venezuela y la filial en Reino Unido (Enap Sipetrol Limited), se encuentran sin actividad económica.

- Gas de Chile S.A. se encuentra sin actividad económica.

Las filiales Enap Refinerías S.A. y Enap Sipetrol S.A. son sociedades anónimas cerradas, inscritas voluntariamente en el Registro Especial de Entidades Informantes de la Superintendencia de Valores y Seguros (SVS), bajo los números 95 y 187 respectivamente.

### 3. RESUMEN DE PRINCIPALES POLÍTICAS CONTABLES APLICADAS

#### 3.1 Principios contables

Los presentes estados financieros consolidados, se presentan en miles de dólares de los Estados Unidos de Norteamérica y se han preparado a partir de los registros de contabilidad mantenidos por ENAP y Filiales (en adelante el “Grupo” o la “Empresa”). Los Estados financieros consolidados de la Empresa por el ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2015 y los estados financieros consolidados por el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2014 han sido preparados de acuerdo las Normas Internacionales de Información Financiera, emitidas por el International Accounting Standards Board (en adelante “IASB”), e instrucciones de la Superintendencia de Valores y Seguros de Chile (SVS). De existir discrepancias entre las NIIF y las instrucciones de la SVS, priman estas últimas sobre las primeras.

La preparación de los presentes estados financieros consolidados requiere el uso de estimaciones y supuestos por parte de la Administración del Grupo ENAP. Estas estimaciones están basadas en el mejor saber de la administración sobre los montos reportados, eventos o acciones. El detalle de las estimaciones y juicios contables críticos se detallan en la Nota 5.

A continuación se describen las principales políticas contables adoptadas en la preparación de estos estados financieros consolidados intermedios, estas políticas han sido definidas en función de las NIC y NIIF vigentes al 31 de diciembre de 2015 y han sido aplicadas de manera uniforme a los ejercicios que se presentan en estos estados financieros consolidados.

**a. Bases de preparación** – Los presentes estados financieros consolidados del Grupo ENAP comprenden el estado de situación financiera al 31 de diciembre de 2015 y 31 de diciembre de 2014, el estado de resultados y el estado de resultados integrales por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2015 y 2014, el estado de cambios en el patrimonio neto y el estado de flujos de efectivo por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2015 y 2014.

Estos estados financieros consolidados han sido preparados sobre la base del costo histórico, excepto los instrumentos financieros que son medidos a valor razonable como se explica en las políticas contables descritas a continuación. El costo histórico, generalmente se basa en el valor razonable de la consideración entregada en un intercambio de activos.

Al 31 de diciembre de 2014, la única instrucción de la SVS que contraviene las NIIF se refiere al registro particular de los efectos del reconocimiento de los impuestos diferidos establecidos en el Oficio Circular (OC) N°856 de fecha 17 de octubre de 2014, con motivo de la entrada en vigencia de una reforma tributaria. Adicionalmente, se han efectuado reclasificaciones menores para facilitar su comparación con el ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2015. Estas reclasificaciones no modifican el resultado ni el patrimonio del ejercicio anterior.

**b. Bases de consolidación** – Los presentes estados financieros consolidados del Grupo ENAP incluyen los activos, pasivos, ingresos, gastos y flujos de caja de ENAP y de las entidades controladas por ENAP ya sean subsidiarias y entidades estructuradas, después de eliminar las transacciones entre compañías relacionadas.

Los estados financieros de las entidades dependientes tienen moneda funcional y moneda de presentación dólares de los Estados Unidos de Norteamérica.

Durante los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2015 y 2014, no se han realizado operaciones de adquisición ni venta de negocios en el Grupo consolidado.

## i) Filiales

Las filiales, incluyendo la Entidad Estructurada, son aquellas sobre las que el Grupo ENAP ejerce, directa o indirectamente su control, entendido como la capacidad de poder dirigir las políticas operativas y financieras de una empresa para obtener beneficios de sus actividades. Esta capacidad se manifiesta, en general aunque no únicamente, por la propiedad, directa o indirecta, del 50% o más de los derechos políticos en la entidad. Asimismo, se consolidan aquellas entidades en las que, a pesar de no tener este porcentaje de participación, se entiende que sus actividades se realizan en beneficio del Grupo ENAP, estando expuesto a la mayoría de los riesgos y beneficios de la entidad dependiente.

A la hora de evaluar si el Grupo ENAP controla a otra entidad se considera la existencia y el efecto de los derechos potenciales de voto que sean actualmente susceptibles de ser ejercidos. Las filiales se consolidan a partir de la fecha en que se transfiere el control al Grupo ENAP, y se excluyen de la consolidación en la fecha en que cesa el mismo.

Para contabilizar la adquisición de las afiliadas se utiliza el método de adquisición, según este método el costo de adquisición es el valor razonable de los activos entregados, de los instrumentos de patrimonio emitidos y de los pasivos incurridos o asumidos en la fecha de intercambio. Los activos identificables adquiridos y los pasivos y contingencias identificables asumidos en una combinación de negocios se valoran inicialmente por su valor razonable a la fecha de adquisición. El exceso del costo de adquisición sobre el valor razonable de la participación del Grupo en los activos netos identificables adquiridos, se reconoce como “Plusvalía”. Si el costo de adquisición es menor que el valor razonable de los activos netos de la afiliada adquirida, la diferencia se reconoce directamente como utilidad en el estado de resultados.

En el caso de las filiales de propiedad parcial, las participaciones no controladoras en el patrimonio y en los resultados del ejercicio de las sociedades filiales se presentan, respectivamente, en los rubros “Participaciones no controladoras” del estado de situación financiera consolidado y “Ganancia (pérdida), atribuible a participaciones no controladoras” en el estado de resultados del ejercicio consolidado y “Resultado integral atribuible a participaciones no controladoras” en el estado de resultados integrales consolidado.

Se eliminan las transacciones intercompañías, los saldos y las ganancias no realizadas por transacciones entre entidades. Las pérdidas no realizadas también se eliminan, a menos que la transacción proporcione evidencia de una pérdida por deterioro del activo transferido. Cuando es necesario para asegurar su uniformidad con las políticas adoptadas, se modifican las políticas contables de las afiliadas.

En el siguiente cuadro, se detallan las sociedades filiales directas, indirectas y la Entidad Estructurada, que han sido consolidadas por ENAP.

| Sociedad                                           | Domicilio   | Relación con matriz  | Porcentaje de participación accionaria |            |
|----------------------------------------------------|-------------|----------------------|----------------------------------------|------------|
|                                                    |             |                      | 31.12.2015                             | 31.12.2014 |
| Enap Refinerías S.A.                               | Chile       | Filial directa       | 99,98%                                 | 99,98%     |
| Enap Sipetrol S.A.                                 | Chile       | Filial directa       | 100,00%                                | 100,00%    |
| Gas de Chile S.A.                                  | Chile       | Filial directa       | 100,00%                                | 100,00%    |
| Enap Sipetrol Argentina S.A.                       | Argentina   | Filial indirecta     | 100,00%                                | 100,00%    |
| Petro Servicios Corp. S.A.                         | Argentina   | Filial indirecta     | 100,00%                                | 100,00%    |
| Enap Sipetrol (UK) Limited                         | Reino Unido | Filial indirecta     | 100,00%                                | 100,00%    |
| Sipetrol International S.A.                        | Uruguay     | Filial indirecta     | 100,00%                                | 100,00%    |
| Sociedad Internacional Petrolera Enap Ecuador S.A. | Ecuador     | Filial indirecta     | -                                      | 100,00%    |
| EOP Operaciones Petroleras S.A.                    | Ecuador     | Filial indirecta     | 100,00%                                | -          |
| Energía Concón S.A.                                | Chile       | Filial indirecta     | 100,00%                                | 100,00%    |
| Petrosul S.A.                                      | Chile       | Filial indirecta     | 100,00%                                | 100,00%    |
| Productora de Diesel S.A.                          | Chile       | Filial indirecta     | 100,00%                                | 100,00%    |
| Compañía de Hidrógeno del Bío-Bío S.A.             | Chile       | Entidad estructurada | 10,00%                                 | 10,00%     |

Cambios durante el año 2015:

### **EOP Operaciones Petroleras S.A.**

Con fecha 5 de enero de 2015 se inscribió en el Registro de Escrituras Públicas de la ciudad de Quito, Ecuador, la filial EOP Operaciones Petroleras S.A. con una participación de un 99% (99.000 acciones) de ENAP Sipetrol S.A. y 1% (1.000 acciones) de ENAP Refinerías S.A. y un capital social de MUS\$ 100.

Con fecha 3 de septiembre de 2015 se realizó un aumento de capital social en la suma de MUS\$ 1.386, equivalentes a 1.386.000 acciones nuevas. De esta forma el capital social queda en MUS\$ 1.486 con un 99% de participación de Enap Sipetrol S.A. (1.471.140 acciones) y un 1% de Enap Refinerías S.A. (14.860 acciones).

EOP Operaciones Petroleras S.A. es miembro operador en un contrato con la Secretaría de Hidrocarburos de Ecuador, de prestación de servicios para la exploración y explotación de hidrocarburos del Bloque 28 de la región Amazónica Ecuatoriana, a través del Consorcio del Bloque 28 constituido el 7 de abril de 2015 por Empresa Pública de Exploración y Explotación de Hidrocarburos Petroamazonas (EP) con el 51%, EOP Operaciones Petroleras S.A. con el 42% y Empresa Estatal Unitaria Unión de Empresas Productoras Belorusneft con el 7%. Las primeras actividades programadas tienen que ver con estudios geológicos de superficie, la tramitación de permisos sociales y ambientales, y la perforación de un pozo exploratorio.

### **Sociedad Internacional Petrolera Enap Ecuador S.A.**

Con fecha 2 de septiembre de 2015 se canceló la inscripción de esta Sociedad en el Registro Mercantil del Distrito Metropolitano de Quito, Ecuador.

### **Petro Servicios Corp S.A.**

Con fecha 29 de octubre de 2015, el Grupo traspasó la propiedad de Petro Servicios Corp S.A. de la siguiente manera: ENAP traspasó un 99,4% a Enap Sipetrol S.A., y Enap Refinerías S.A. traspasó un 0,1% a Enap Sipetrol S.A., como resultado al 31 de diciembre de 2015 la propiedad de Petro Servicios Corp S.A. es de Enap Sipetrol S.A. con un 99,5% y ENAP un 0,5%, esta operación no tuvo efectos a nivel consolidado.

Cambios durante el año 2014:

### **Éteres y Alcoholes S.A.**

Con fecha 10 de diciembre de 2014, ENAP vendió a su filial ENAP Refinerías S.A. 2.087 acciones de Éteres y Alcoholes S.A., representativas del 20,87% de participación en el capital social, en MUS\$3.800, equivalentes al valor libro de las acciones. Mediante esta compraventa, la totalidad de las acciones de Éteres y Alcoholes S.A., quedó en poder de ENAP Refinerías S.A., produciéndose la disolución de la sociedad de acuerdo al artículo 103 N°2 de la Ley de Sociedades Anónimas.

### **ii) Acuerdos conjuntos**

Los principios para la presentación de información financiera donde la empresa tiene una participación en acuerdos que son controlados conjuntamente, se reconocen de acuerdo a NIIF 11 “Acuerdos conjuntos”.

Un acuerdo conjunto puede tomar las formas de una operación conjunta o un negocio conjunto, para su distinción una entidad determinará el tipo de acuerdo conjunto en el que está involucrada considerando sus derechos y obligaciones surgidos del acuerdo, adicionalmente evaluará sus derechos y obligaciones considerando la estructura y forma legal del acuerdo, las cláusulas acordadas por las partes en el acuerdo contractual y, otros factores y circunstancias, cuando sean relevantes.

▪ Una operación conjunta es un acuerdo conjunto mediante el cual las partes que tienen control conjunto del acuerdo tienen derechos a los activos y obligaciones con respecto a los pasivos, relacionados con el acuerdo. Esas partes se denominan operadores conjuntos.

Un operador conjunto reconocerá en relación con su participación en una operación conjunta:

- (i) sus activos, incluyendo su participación en los activos mantenidos conjuntamente;
- (ii) sus pasivos, incluyendo su participación en los pasivos incurridos conjuntamente;
- (iii) sus ingresos de actividades ordinarias procedentes de la venta de su participación en el producto que surge de la operación conjunta;
- (iv) su participación en los ingresos de actividades ordinarias procedentes de la venta del producto que realiza la operación conjunta; y
- (v) sus gastos, incluyendo su participación en los gastos incurridos conjuntamente.

▪ Un negocio conjunto es un acuerdo conjunto mediante el cual las partes que tienen control conjunto del acuerdo tienen derechos a los activos netos del acuerdo. Esas partes se denominan partícipes de un negocio conjunto.

Un partícipe de un negocio conjunto contabilizará en los estados financieros consolidados intermedios su participación en un negocio conjunto como una inversión en asociadas utilizando el método de la participación.

### iii) Entidad Estructurada

Se considera una Entidad Estructurada, a una organización que se constituye con un propósito o duración limitada. Pueden servir como organizaciones intermediarias, de alguna manera estas organizaciones cumplen con el rol de aislar el riesgo financiero.

De esta forma el Grupo ENAP en virtud de pactos o acuerdos entre accionistas, o como consecuencia de la estructura, ejerce el control de Compañía de Hidrógeno del Bío-Bío S.A. (en adelante “CHBB”), aunque posee una participación inferior al 50% tiene la consideración de “Sociedad Filial”. También se ha reconocido el interés no controlador que corresponde al porcentaje de participación de terceros en esta entidad estructurada.

Los principios y procedimientos de contabilidad utilizados en esta sociedad (entidad estructurada), se han homogenizado con los de Grupo ENAP con el fin de presentar los estados financieros consolidados intermedios en base a normas de valoración homogéneas.

**c. Moneda funcional** - La moneda funcional y de presentación del Grupo ENAP es el dólar de los Estados Unidos de Norteamérica. La moneda funcional para cada entidad del Grupo ENAP se ha determinado como la moneda del ambiente económico principal en el que opera. Las transacciones distintas a las que se realizan en la moneda funcional de la entidad se han convertido a la tasa de cambio vigente a la fecha de la transacción. Los activos y pasivos monetarios expresados en monedas distintas a la funcional se han convertido a las tasas de cambio de cierre. El patrimonio neto se mantiene a tipo de cambio histórico a la fecha de su adquisición o aportación. Las ganancias y pérdidas por la conversión se han incluido en las utilidades o pérdidas netas del ejercicio dentro de otras partidas financieras.

**d. Bases de conversión** - Los activos y pasivos en pesos chilenos, en unidades de fomento y otras monedas, han sido traducidos a dólares a los tipos de cambio vigentes a la fecha de los presentes estados financieros, de acuerdo al siguiente detalle:

|                   | 31.12.2015 | 31.12.2014 |
|-------------------|------------|------------|
|                   | US\$       | US\$       |
| Pesos Chilenos    | 710,16     | 606,75     |
| Pesos Argentinos  | 12,97      | 8,55       |
| Libra Esterlina   | 0,67       | 0,64       |
| Libra Egipcia     | 7,81       | 7,16       |
| Unidad de Fomento | 0,03       | 0,02       |
| Franco Suizo      | 0,99       | 0,99       |
| EURO              | 0,92       | 0,82       |

**e. Compensación de saldos y transacciones** - Como norma general en los estados financieros no se compensan los activos y pasivos y tampoco los ingresos y gastos, salvo en aquellos casos en que la compensación sea requerida o esté permitida por alguna norma y esta presentación sea el reflejo del fondo de la transacción.

Los ingresos o gastos con origen en transacciones que, contractualmente o por imperativo de una norma o interpretación, contemplan la posibilidad de compensación y el Grupo ENAP tiene la intención de liquidar por su importe neto o de realizar el activo y proceder al pago del pasivo de forma simultánea, se presentan netos en la cuenta de resultados.

**f. Moneda extranjera** - Las transacciones en una divisa distinta de la moneda funcional se consideran transacciones en “moneda extranjera”, y se contabilizan en su moneda funcional al tipo de cambio vigente en la fecha de la operación. Al cierre de cada mes los saldos del estado de situación financiera de las partidas monetarias en moneda extranjera se valorizan al tipo de cambio vigente a dicha fecha, y las diferencias de cambio que surgen de tal valoración se registran en los estados de resultados del mes, en el rubro “Diferencias de cambio”.

**g. Propiedades, planta y equipo** - Los bienes de propiedades, planta y equipo son registrados al costo, excluyendo los costos de mantención periódica, menos depreciación acumulada, menos pérdidas por deterioro de valor.

El costo de los elementos de propiedades, planta y equipo comprende su precio de adquisición más todos los costos directamente relacionados con la ubicación del activo y su puesta en condiciones de funcionamiento según lo previsto por la gerencia y la estimación inicial de cualquier costo de desmantelamiento y retiro del elemento o de rehabilitación del emplazamiento físico donde se asienta.

Adicionalmente, se considera como costo de los elementos de propiedades, planta y equipo, los costos por intereses del financiamiento, atribuibles a la adquisición o construcción de activos que requieren de un período de tiempo sustancial antes de estar listos para su uso.

Los gastos de reparaciones, conservación y mantenimiento se imputan a resultados del ejercicio en que se producen. Cabe señalar, que algunos elementos de propiedades, plantas y equipos del Grupo ENAP requieren revisiones periódicas. En este sentido, los elementos objeto de sustitución son reconocidos separadamente del resto del activo y con un nivel de desagregación que permita depreciarlos en el período que medie entre la actual y hasta la siguiente reparación.

Las operaciones de exploración se registran de acuerdo a las normas establecidas en la NIIF 6 “Exploración y Evaluación de Recursos Minerales”.

Las operaciones de Exploración y Producción de Hidrocarburos se registran de acuerdo con el método de esfuerzos exitosos (successful-efforts). El tratamiento contable de los diferentes costos incurridos bajo este método es el siguiente.

i) Los costos originados en la adquisición de nuevos derechos o participaciones en áreas con reservas probadas y no probadas se capitalizan en el rubro Propiedades, planta y equipo.

ii) Los costos originados en la adquisición de participaciones en áreas de exploración se capitalizan a su precio de compra y se amortizan con cargo a resultados de acuerdo con el criterio señalado en el rubro Costos de Exploración. En el caso que no se encuentren reservas, estos valores previamente capitalizados, son registrados como gasto en resultados. Cuando el resultado es positivo en la exploración, es decir, existe un descubrimiento comercialmente explotable, los costos se presentan en el rubro Propiedades, Planta y Equipo, a su valor neto contable en el momento que así se determine. Los pozos se clasifican como comerciales únicamente si se espera que generen un volumen de reservas suficiente para justificar su desarrollo comercial.

iii) Los costos de exploración, anterior a la perforación, como los gastos de geología y geofísica, costos asociados al mantenimiento de las reservas no probadas y los otros costos relacionados con la exploración se cargan a resultados en el momento en que se incurren.

iv) Los costos de perforación incurridos en las campañas exploratorias, incluyendo los pozos exploratorios estratigráficos, se capitalizan y se presentan en el rubro Propiedades, Planta y Equipo, pendientes de la determinación de si se han encontrado reservas probadas que justifiquen su desarrollo comercial. Si no se han encontrado reservas probadas, estos costos inicialmente capitalizados son cargados en resultados.

v) Los costos de perforación de pozos que hayan dado lugar a un descubrimiento positivo de reservas comercialmente explotables se capitalizan y se presentan en el rubro Propiedades, Planta y Equipo.

vi) Los costos de desarrollo incurridos para extraer las reservas probadas y para tratamiento y almacenaje de petróleo y gas (incluyendo costos de perforación de pozos productivos y de pozos en desarrollo secos, plataformas, sistemas de mejora de recuperación, etc.) se capitalizan y se presentan en el rubro Propiedades, Planta y Equipo.

vii) Los costos por los futuros abandonos y desmantelamientos de campos están calculados, campo por campo y se capitalizan por su valor estimado. Esta capitalización se realiza con abono al rubro provisiones no corrientes.

Las inversiones capitalizadas según los criterios anteriores se amortizan de acuerdo con el siguiente método:

- Las inversiones correspondientes a adquisición de reservas probadas se amortizan a lo largo de la vida comercial estimada del yacimiento en función de la relación existente entre la producción del año y las reservas probadas del campo al inicio del período de amortización.

- Las inversiones relacionadas con reservas no probadas o de campos en evaluación no se amortizan. Estas inversiones son analizadas, al menos anualmente, o antes si existiera un indicio de deterioro y de producirse un deterioro, éste se reconoce con cargo a resultados.

- Los costos originados en perforaciones y las inversiones efectuadas con posterioridad para el desarrollo y extracción de las reservas de hidrocarburos se amortizan a lo largo de la vida comercial estimada del yacimiento, en función de la relación existente entre la producción del año y las reservas probadas desarrolladas del campo al inicio del período de amortización.

Los cambios en las estimaciones de reservas se tienen en cuenta en el cálculo de las amortizaciones con carácter prospectivo.

Siempre que haya un indicio de que pueda existir un deterioro en el valor de los activos, se compara el valor recuperable de los mismos con su valor neto contable.

Cualquier registro o reverso de una pérdida de valor, que surja como consecuencia de esta comparación, se registra con cargo o abono a resultados según corresponda.

**h. Depreciación** - Los elementos de propiedades, planta y equipo, excepto aquellos relacionados con las actividades de exploración y producción de hidrocarburos, se deprecian siguiendo el método lineal, mediante la distribución del costo de adquisición de los activos menos el valor residual estimado entre los años de vida útil estimada de los elementos. A continuación se presentan los rangos de vida útil para los principales elementos de propiedad, planta y

equipo:

|                                              | <b>Vida útil<br/>años</b> |
|----------------------------------------------|---------------------------|
| Edificios                                    | 30 y 50                   |
| Planta y Equipo:                             |                           |
| Plantas                                      | 10 y 15                   |
| Equipo                                       | 10 y 18                   |
| Equipos de tecnología de la información      | 4 y 6                     |
| Instalaciones fijas y accesorios             | 10 y 20                   |
| Vehículos de motor                           | 7                         |
| Mejoras de bienes arrendados - Edificaciones | 10                        |
| Inversiones en exploración y producción      | Cuota de agotamiento      |
| Otras propiedades de planta y equipo         | 3 y 20                    |

Para aquellos elementos de Propiedades, planta y equipo relacionados con las actividades de exploración y producción de hidrocarburos, la amortización se calcula según el método de unidades de producción (cuotas de agotamiento).

El valor residual y la vida útil de los elementos de activos fijos se revisan anualmente y su depreciación comienza cuando los activos están en condiciones de uso.

Los terrenos se registran de forma independiente de los edificios o instalaciones que puedan estar asentadas sobre los mismos y se entiende que tienen una vida útil indefinida y por lo tanto, no son objetos de depreciación.

El Grupo ENAP evalúa, cuando se presentan factores de indicio de deterioro, la existencia de un posible deterioro de valor de los activos de propiedades, planta y equipo. Mediante la metodología de descontar los flujos futuros a una tasa de descuento real antes de impuesto, las proyecciones consideran un horizonte de 5 años más la perpetuidad para la línea R&C y un horizonte de 20 años sin perpetuidad para la línea E&P. El último análisis se realizó con fecha 31 de diciembre de 2015, dicho análisis concluyó que las inversiones de la línea R&C y la línea E&P no requieren ajustes en tal sentido.

**i. Propiedades de inversión** - El rubro “Propiedades de Inversión” incluye fundamentalmente terrenos y construcciones que se mantienen con el propósito de obtener ganancias en futuras ventas, o bien explotarlos mediante un régimen de arrendamientos.

Las propiedades de inversión se valoran por su costo de adquisición neto de su correspondiente depreciación acumulada y las pérdidas por deterioro que hayan experimentado. Las propiedades de inversión, excluidos los terrenos, se deprecian distribuyendo linealmente el costo de los diferentes elementos que lo componen entre los años de vida útil.

**j. Coligadas o asociadas** - Se consideran entidades coligadas o asociadas a aquellas sobre las cuales el Grupo ENAP está en posición de ejercer una influencia significativa, pero no un control ni control conjunto, por medio del poder de participar en las decisiones sobre sus políticas operativas y financieras y son incorporadas en estos estados financieros consolidados intermedios usando el método de la participación. Con carácter general, la influencia significativa se presume en aquellos casos en los que el Grupo ENAP posee una participación superior al 20%.

Según el método de la participación, la inversión se registra inicialmente al costo, y es ajustada posteriormente por los cambios posteriores a la adquisición en la parte del inversor, de los activos netos de la participada. El resultado del ejercicio consolidado incluye la participación en el resultado del ejercicio de la participada en el rubro “Participación en ganancias (pérdidas) de asociadas contabilizadas por el método de la participación” y el otro resultado integral incluye su participación en el otro resultado integral de la participada.

En el momento de la adquisición de una inversión, la plusvalía relacionada con una asociada, no se reconoce de forma separada, sino que se incluye en el importe en libros de la inversión, no se permite su amortización y se controla en la moneda funcional del país de la inversión.

Cuando la participación del Grupo ENAP en las pérdidas de una asociada supera la inversión en dicha asociada, el Grupo ENAP discontinúa el reconocimiento de su participación en las pérdidas adicionales. Las pérdidas adicionales sólo se reconocen en la medida en que el Grupo ENAP haya incurrido en obligaciones legales o constructivas o haya realizado pagos en nombre de la asociada.

Las ganancias no realizadas por transacciones entre el Grupo ENAP y sus coligadas o asociadas se eliminan en función del porcentaje de participación del Grupo ENAP en éstas. También se eliminan las pérdidas no realizadas, excepto si la transacción proporciona evidencia de pérdida por deterioro del activo que se transfiere. Cuando es necesario para asegurar su uniformidad con las políticas adoptadas por el Grupo ENAP, se ajusta la información financiera de coligadas o asociadas.

**k. Deterioro de activos no financieros** – La política definida por el Grupo ENAP es que cada vez que exista evidencia objetiva como resultado de uno o más eventos ocurridos después del reconocimiento inicial el importe en libros no puede ser recuperable se realizan pruebas de deterioro.

La pérdida por deterioro, se reconoce por el exceso del importe en libros del activo sobre su importe recuperable. El importe recuperable es el mayor entre el valor razonable de un activo menos los costos para la venta y su valor en uso.

A efectos de evaluar las pérdidas por deterioro del valor, los activos se agrupan al nivel más bajo para el que hay flujos de efectivo identificables por separado (unidades generadoras de efectivo).

Los activos sobre los cuales se aplica la metodología anteriormente descrita, son los siguientes:

- Propiedades, planta y equipo, relacionados con las operaciones de refinación, logística, producción y exploración de hidrocarburos.
- Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación.

**l. Otros activos financieros** – El Grupo ENAP clasifica sus activos financieros en las siguientes categorías: *a valor razonable con cambios en resultados, préstamos y cuentas a cobrar, activos financieros mantenidos hasta su vencimiento y mantenidos para la venta*. La clasificación depende del propósito con el que se adquirieron los activos financieros y se determina al momento del reconocimiento inicial.

▪ *Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados*: Los activos financieros a valor razonable con cambios en resultados son activos financieros mantenidos para negociar. Un activo financiero se clasifica en esta categoría si se adquiere principalmente con el propósito de venderse en el corto plazo.

▪ *Préstamos y cuentas por cobrar*: Los préstamos y cuentas por cobrar son activos financieros no derivados con pagos fijos o determinables, que no cotizan en un mercado activo, se clasifican en activos corrientes, excepto para vencimientos superiores a 12 meses desde de la fecha del balance, que se clasifican como activos no corrientes. Los préstamos y cuentas por cobrar incluyen los deudores comerciales y otras cuentas por cobrar.

▪ *Activos financieros mantenidos hasta su vencimiento*: Los activos financieros mantenidos hasta su vencimiento son activos financieros no derivados con pagos fijos o determinables y vencimiento fijo, que la administración del Grupo ENAP tiene la intención positiva y la capacidad de mantener hasta su vencimiento.

Si el Grupo ENAP vendiese un importe significativo de los activos financieros mantenidos hasta su vencimiento, la categoría completa se reclasificaría como disponible para la venta. Estos activos financieros se clasifican como otros activos financieros no corrientes, excepto aquéllos con vencimiento inferior a 12 meses a partir de la fecha del Estado de Situación Financiera, que se clasifican como activos financieros corrientes.

▪ *Activos financieros disponibles para la venta:* Los activos financieros disponibles para la venta son activos no derivados que se designan en esta categoría, o que no son clasificados en ninguna de las otras categorías. Se clasifican en otros activos financieros no corrientes, a menos que la administración pretenda enajenar la inversión en los 12 meses siguientes a la fecha del Estado de Situación Financiera.

i) *Deterioro de activos financieros:* Los activos financieros, distintos de aquellos valorizados a valor razonable a través de resultados, son evaluados a la fecha de cada estado de situación para establecer la presencia de indicadores de deterioro. Los activos financieros se encuentran deteriorados cuando existe evidencia objetiva de que, como resultado de uno o más eventos ocurridos después del reconocimiento inicial, los flujos futuros de caja estimados de la inversión han sido afectados negativamente.

En el caso de los activos financieros valorizados al costo amortizado, la pérdida por deterioro corresponde a la diferencia entre el valor libro del activo y el valor presente de los flujos futuros de caja estimados, descontados a la tasa de interés efectiva original del activo financiero. Las inversiones financieras del Grupo ENAP son realizadas en instituciones de la más alta calidad crediticia y mantenidas en el corto plazo, por lo que no presentan a la fecha un indicio de deterioro respecto de su valor libro.

Para determinar si los títulos de patrimonio clasificados como disponibles para la venta, han sufrido pérdidas por deterioro, se considerará si ha habido un descenso significativo o prolongado en el valor razonable de los títulos por debajo de su costo. Si existe cualquier evidencia de este tipo, para los activos financieros disponibles para venta, la pérdida acumulada determinada como la diferencia entre el costo de adquisición y el valor razonable corriente, menos cualquier pérdida por deterioro del valor en ese activo financiero previamente reconocido en resultados acumulados se reversan del patrimonio y se reconoce en el estado de resultados en el rubro “Otros gastos por función”. Estas pérdidas por deterioro del valor, reconocidas en el estado de resultados por instrumentos de patrimonio, no se revierten.

ii) *Valorizaciones en momento de reconocimiento inicial y enajenación:* Las adquisiciones y enajenaciones de activos financieros se reconocen en la fecha de negociación, es decir, la fecha en que el Grupo ENAP se compromete a adquirir o vender el activo. Las inversiones se reconocen inicialmente por el valor razonable más los costos de la transacción para todos los activos financieros no clasificados a valor razonable con cambios en resultados. Los activos financieros a valor razonable con cambios en resultados se reconocen inicialmente por su valor razonable, y los costos de la transacción se llevan a resultados. Las inversiones se dan de baja contablemente cuando los derechos a recibir flujos de efectivo de las inversiones han vencido o se han transferido y el Grupo ENAP ha traspasado sustancialmente todos los riesgos y beneficios derivados de su titularidad.

iii) *Valorización posterior:* Los activos financieros disponibles para la venta y los activos financieros a valor razonable con cambios en resultados se contabilizan posteriormente por su valor razonable. Los préstamos y cuentas a cobrar y los activos financieros mantenidos hasta su vencimiento se contabilizan por su costo amortizado de acuerdo con el método de tasa de interés efectiva.

Las pérdidas y ganancias que surgen de cambios en el valor razonable de la categoría de activos financieros a valor razonable con cambios en resultados se incluyen en el estado de resultados dentro de “Otras ganancias / (pérdidas)” en el período en que surgen. Los ingresos por dividendos derivados de activos financieros a valor razonable con cambios en resultados se reconocen en el estado de resultados dentro de “Otras ganancias / (pérdidas)” cuando se establece el derecho del Grupo ENAP a recibir el pago.

Los cambios en el valor razonable de inversiones financieras en títulos de deuda denominados en moneda extranjera, clasificados como disponibles para la venta, son separados entre diferencias de cambio resultantes de modificaciones en el costo amortizado del título y otros cambios en el importe en libros del mismo. Las diferencias de cambio se reconocen en el resultado del ejercicio y los otros cambios en el importe en libros se reconocen en el patrimonio, y son estos últimos reflejados de acuerdo con NIC 1 a través del estado de otros resultados integrales. Las diferencias de cambio sobre inversiones financieras en instrumentos de patrimonio mantenidos a valor razonable con cambios en resultados, se presentan clasificados como activos financieros disponibles para la venta parte de la ganancia o pérdida en el valor razonable. Las diferencias de cambio sobre estas inversiones clasificadas como activos financieros

disponibles para la venta, se incluyen en el patrimonio en la cuenta de reserva correspondiente, y son reflejados en el estado de otros resultados integrales.

Cuando el valor de un título clasificado como disponible para la venta se vende o su valor se deteriora, los ajustes acumulados por fluctuaciones en su valor razonable reconocidos en el patrimonio, se reconocen en el estado de resultados en el rubro “Otras ganancias (pérdidas)”.

Los intereses que, surgen de los valores disponibles para la venta calculados usando el método de interés efectivo, se reconocen en el estado de resultados en el rubro “Otros ingresos por función”. Los dividendos generados por instrumentos disponibles para la venta se reconocen en el estado de resultados en el rubro “Otros ingresos por función” cuando se ha establecido el derecho del Grupo ENAP a percibir el pago de los dividendos.

Los valores razonables de las inversiones que cotizan, se basan en precios de compra corrientes. Si el mercado para un activo financiero no es activo (o el instrumento no cotiza en bolsa), el Grupo ENAP establece el valor razonable empleando técnicas de valoración que incluyen, el uso de valores observados en transacciones libres recientes entre partes interesadas y debidamente informadas, referencias a otros instrumentos sustancialmente similares, el análisis de flujos de efectivo descontados y modelos de fijación de precios de opciones, haciendo uso máximo de información del mercado y usando lo menos posible información interna específica del Grupo ENAP. En caso que, ninguna técnica mencionada pueda ser utilizada para fijar el valor razonable, se registran las inversiones a su costo de adquisición neto de la pérdida por deterioro, si fuera el caso.

**m. Instrumentos financieros derivados y de cobertura** – Los contratos de derivados suscritos por el Grupo ENAP, corresponden principalmente a contratos forward de moneda, Cross Currency Swap y swaps de tasa de interés, para cubrir sus riesgos asociados con fluctuaciones en las tasas de interés y tipo de cambio, opciones Time Spread Swap (TSS), para cubrir el riesgo asociado al tiempo que transcurre entre el momento de la compra de los crudos y la venta de los productos refinados a partir de éstos, y swaps de diferencial de marcadores de petróleo que cubre riesgo asociado al diferencial entre los marcadores WTI y Brent asociado al tiempo que transcurre entre el momento de la compra de los crudos y la venta de los productos refinados a partir de éstos, todos ellos corresponden a contratos de cobertura, por lo que los efectos que se originen producto de los cambios en el valor razonable de este tipo de instrumentos, se registrarán en activos y pasivos de coberturas, siempre y cuando la cobertura de esta partida haya sido declarada como efectiva de acuerdo a su propósito de cobertura.

La correspondiente utilidad o pérdida del valor se reconocerá en resultados sólo en aquellos casos en que los contratos son liquidados o dejan de cumplir con las características de un contrato de cobertura.

Los derivados se reconocen inicialmente al valor razonable en la fecha en que se ha efectuado el contrato de derivados y posteriormente se vuelven a valorar a su valor razonable. El método para reconocer la pérdida o ganancia resultante, depende de, si el derivado se ha designado como un instrumento de cobertura y, si es así, de la naturaleza de la partida que está cubriendo. El Grupo ENAP actualmente mantiene sólo instrumentos designado como coberturas de un riesgo concreto asociado a un pasivo reconocido o a una transacción prevista altamente probable (cobertura de flujos de efectivo).

El valor razonable, de los contratos forward de moneda, es calculado tomando como referencia a los tipos de cambio forward actuales de contratos con similares perfiles de vencimiento. El valor razonable, de los contratos swap de tasa de interés, es determinado tomando como referencia los valores de mercado de instrumentos similares. El valor razonable, de los contratos TSS, es determinado tomando como referencia los valores de mercado del marcador Brent en el ICE Brent Crude Futures en Londres.

El valor razonable total, de los derivados de cobertura, se clasifica como un activo o pasivo no corriente, si el vencimiento restante de la partida cubierta es superior a 12 meses y como un activo o pasivo corriente, si el vencimiento restante de la partida cubierta es inferior a 12 meses.

i) *Coberturas de flujos de efectivo*: La parte efectiva de los cambios en el valor razonable de los derivados, que son designados y que califican como coberturas de flujos de efectivo, se reconoce en el patrimonio a través del estado de

otros resultados integrales. La ganancia o pérdida, relativa a la porción inefectiva, se reconoce inmediatamente en el estado de resultados.

Los montos acumulados en el patrimonio neto se reclasifican al estado de resultados cuando la partida cubierta afecta los resultados (por ejemplo, cuando la venta proyectada cubierta ocurre o el flujo cubierto se realiza). Sin embargo, cuando la transacción prevista cubierta da como resultado el reconocimiento de un activo no financiero (por ejemplo existencias), las ganancias o pérdidas previamente reconocidas en el patrimonio neto se reclasifican como parte del costo inicial del activo. Estos montos diferidos son, finalmente, reconocidos en el costo de los productos vendidos, si se trata de existencias.

Cuando un instrumento de cobertura vence o se vende, o deja de cumplir con los requisitos exigidos para contabilidad de coberturas, cualquier ganancia o pérdida acumulada en el patrimonio neto permanece en el patrimonio neto y se reconoce cuando la transacción prevista afecte al estado de resultados. Cuando se espera que no se produzca una transacción prevista, la ganancia o pérdida acumulada en el patrimonio se transfiere al estado de resultados.

ii) *Derivados implícitos*: El Grupo ENAP evalúa la existencia de derivados implícitos, en los contratos, para determinar si sus características y riesgos están estrechamente relacionados con el contrato principal, siempre que, el conjunto no esté contabilizado a valor razonable. Los derivados implícitos, son separados del contrato principal que no es medido a valor razonable a través de resultado, cuando el análisis muestra que las características económicas y los riesgos de los derivados implícitos no están estrechamente relacionados con el contrato principal.

**n. Reconocimiento de ingresos** – Los ingresos por ventas y servicios son reconocidos por el Grupo ENAP, cuando los riesgos relevantes y beneficios de la propiedad de los productos son transferidos al comprador y los productos son entregados en la ubicación acordada. Los ingresos son medidos al valor razonable de la consideración recibida o por recibir y representa los montos a recibir por los servicios provistos en el curso normal de los negocios, neto de los descuentos e impuestos relacionados.

El Grupo ENAP reconoce los ingresos cuando el importe de los mismos puede ser valorado de manera fiable y es probable que los beneficios económicos futuros vayan a fluir al Grupo ENAP, según se describe a continuación:

i) *Ventas de bienes*: Los ingresos por ventas de bienes se reconocen, cuando el Grupo ENAP ha entregado los productos al cliente y no existe ninguna obligación pendiente, de cumplirse, que pueda afectar la aceptación de los productos por parte del cliente. La entrega no tiene lugar, hasta que los productos se han enviado al lugar indicado por el comprador, los riesgos de obsolescencia y pérdida se han transferido al cliente y el cliente ha aceptado los productos de acuerdo con el contrato de venta, el período de aceptación ha finalizado, o bien el Grupo ENAP tiene evidencia objetiva de que se han cumplido los criterios necesarios para su aceptación. Las ventas se reconocen en función del precio fijado en el contrato de venta, neto de los descuentos por volumen y las devoluciones estimadas a la fecha de su venta. Se presume que no existe un componente de financiación significativo, debido a que las ventas se realizan con un período medio de cobro reducido, lo que está en línea con la práctica habitual del mercado.

ii) *Venta de servicios*: Los ingresos por ventas de servicios se reconocen cuando pueden ser estimados con fiabilidad y en función a los servicios efectivamente prestados a la fecha de cierre de los estados financieros.

iii) *Ingresos por dividendos*: Los dividendos son reconocidos por el Grupo Enap, cuando el derecho a recibir el pago queda establecido.

iv) *Ingresos por intereses*: Los intereses se reconocen usando el método de tasa de interés efectiva.

v) *Ingresos diferidos*: Los ingresos diferidos, corresponden a valores percibidos anticipadamente en virtud de un contrato de usufructo suscrito. Estos ingresos se amortizan linealmente con abono a resultados sobre base devengada.

**o. Existencias** – Las materias primas, productos en proceso, productos terminados y materiales, están valorizados inicialmente al costo. Posteriormente, al reconocimiento inicial, se valorizan al menor entre el valor neto realizable y el costo. El Grupo ENAP utiliza el método FIFO como método de costeo para los productos en existencia y el método del Precio Promedio Ponderado para los materiales.

El valor neto realizable, representa la estimación del precio de venta al cierre del ejercicio menos todos los costos estimados de terminación y los costos que serán incurridos en los procesos de comercialización, ventas y distribución.

**p. Provisión de beneficios a los empleados** – Los costos asociados a los beneficios contractuales del personal, relacionados con los servicios prestados por los trabajadores durante el ejercicio, son cargados a resultados en el período/ejercicio en que se devengan. Las ganancias y pérdidas actuariales se reconocen en el rubro Otro resultado actuarial dentro de reservas de patrimonio.

Las obligaciones por concepto de indemnizaciones por años de servicios, surgen como consecuencia de acuerdos de carácter colectivo, suscritos con los trabajadores del Grupo ENAP, en los que se establece el compromiso por parte de la empresa. El Grupo ENAP reconoce el costo de los beneficios del personal de acuerdo a cálculos actuariales, según lo requerido por la NIC 19 “Beneficios del personal” donde se consideran estimaciones como la expectativa de vida, permanencia futura e incrementos de salarios futuros. Para determinar dicho cálculo el 31 de diciembre de 2015, se ha utilizado una tasa de descuento del 5,91% anual (5,91% anual al 31 de diciembre de 2014).

La Empresa reconoce un pasivo y un gasto asociado al Sistema de Renta Variable (SRV) que aplica a todos sus ejecutivos, con excepción del Gerente General, en base a una fórmula que tiene en cuenta resultados financieros anuales de la empresa, resultados de área y nivel de cumplimiento de metas alcanzado por cada gerencia. Se reconoce una provisión cuando la empresa, se encuentra obligada contractualmente, o cuando existe una práctica que en el pasado ha creado una obligación implícita.

**q. Otras provisiones y pasivos contingentes** – Las otras provisiones corresponden a obligaciones presentes, legales o asumidas, surgidas como consecuencia de un suceso pasado, para cuya cancelación se espera una salida de recursos, cuyo importe y oportunidad se pueden estimar fiablemente.

Los pasivos contingentes corresponden a obligaciones posibles, surgidas a raíz de sucesos pasados y cuya existencia ha de ser confirmada sólo por que ocurran o no ocurran uno o más hechos futuros inciertos que no están enteramente bajo el control de la Empresa; o una obligación presente, surgida a raíz de sucesos pasados, que no se ha reconocido contablemente porque no es probable que para satisfacerla se vaya a requerir una salida de recursos que incorporen beneficios económicos; o porque el importe de la obligación no pueda ser medido con la suficiente fiabilidad.

El Grupo ENAP no registra activos ni pasivos contingentes salvo aquellos que deriven de contratos de carácter oneroso, los cuales se registran como provisión y son revisados a fecha de cada estado de situación financiera para reflejar la mejor estimación existente a ese momento.

**r. Impuesto a las ganancias e impuestos diferidos** – ENAP y sus filiales en Chile, determinan la base imponible y calculan sus impuestos a la renta de acuerdo con las disposiciones legales vigentes en cada ejercicio. En el caso de las filiales extranjeras, éstas presentan individualmente sus declaraciones de impuestos, de acuerdo con las normativas fiscales aplicables en los respectivos países.

Los impuestos diferidos, originados por diferencias temporarias y otros eventos que crean diferencias entre la base contable y tributaria, de activos y pasivos, se registran de acuerdo con las normas establecidas en la NIC 12 “Impuesto a las ganancias” Excepto por lo mencionado en el párrafo siguiente, el impuesto a la renta (corriente y diferido) es registrado en el estado de resultados salvo que se relacione con un ítem reconocido en Otros resultados integrales, directamente en patrimonio o proviene de una combinación de negocios. En ese caso, el impuesto también es contabilizado en Otros resultados integrales, directamente en resultados o con contrapartida en la plusvalía mercantil, respectivamente.

De acuerdo a las instrucciones impartidas por la Superintendencia de Valores y Seguros de Chile en su Oficio Circular N° 856 del 17 de Octubre del 2014, los efectos producidos por el cambio de la tasa de impuesto a la renta aprobado por la Ley 20.780 (reforma tributaria) sobre los impuestos a la renta diferidos, que de acuerdo a NIC 12 debieran imputarse a los resultados del período, han sido contabilizados como Resultados Acumulados. Ello generó que con fecha 30 de septiembre de 2014 se contabilizara un incremento en los activos diferidos por MUS\$ 109.495 con abono a resultados acumulados en Patrimonio. Las modificaciones posteriores, serán reconocidas en los resultados del

período de acuerdo a la NIC 12.

La Empresa no registra impuestos diferidos sobre las diferencias temporales que surgen en inversiones en filiales y asociadas, siempre y cuando la oportunidad en que se revierten las diferencias temporales es controlada por la Empresa y la diferencia temporal no se revertirá en un momento previsible en el futuro.

El impuesto a las ganancias, se registra en el estado de resultados o en las cuentas de patrimonio neto del estado de situación financiera consolidado, en función de donde se hayan registrado las ganancias o pérdidas. Las diferencias entre el valor contable de los activos y pasivos y su base fiscal, generan los saldos de impuestos diferidos de activo o de pasivo que se calculan utilizando las tasas fiscales que se espera que estén vigentes cuando los activos y pasivos se realicen.

Las variaciones producidas durante el ejercicio, en los impuestos diferidos de activo o pasivo, se registran en la cuenta de resultados consolidada o directamente en las cuentas de patrimonio del estado de situación financiera, según corresponda.

Los activos por impuestos diferidos se reconocen únicamente cuando se espera disponer de beneficios tributarios futuros, suficientes para compensar las diferencias temporarias.

**s. Otros pasivos financieros** – Los préstamos que devengan intereses y las obligaciones con el público y pasivos financieros de naturaleza similar, se reconocen inicialmente a su valor razonable, neto de los costos en que se haya incurrido en la transacción. Posteriormente, se valorizan a su costo amortizado y cualquier diferencia entre los fondos obtenidos (netos de los costos necesarios para su obtención) y el valor de reembolso, se reconoce en el estado de resultados durante la vida de la deuda de acuerdo con el método de la tasa de interés efectiva.

Las obligaciones financieras se clasifican como pasivos corrientes a menos que el Grupo ENAP tenga un derecho incondicional a diferir su liquidación durante al menos 12 meses después de la fecha del balance.

**t. Arrendamientos financieros** – El arrendador transfiere sustancialmente todos los riesgos y ventajas inherentes a la propiedad del activo al arrendatario. La propiedad del activo, en su caso, puede o no ser transferida, el costo de los activos arrendados se presenta en el Estado de Situación Financiera Consolidado Intermedio, según la naturaleza del bien objeto del contrato y simultáneamente, se registra un pasivo por el mismo importe. Dicho importe será el menor entre el valor razonable del bien arrendado y la suma de los valores actuales de las cantidades a pagar al arrendador más, en su caso, el precio de período de la opción de compra. Estos activos se amortizan con criterios similares a los aplicados al conjunto de las propiedades, planta y equipo de uso propio o en el plazo del arrendamiento, cuando éste sea menor.

Los gastos financieros asociados al pasivo financiero se cargan a resultado.

**u. Capital emitido** – El capital emitido se constituye por aportes y/o capitalizaciones de utilidades autorizados mediante oficios y/o Decretos Ley emanados por el Ministerio de Hacienda, los cuales constituyen la obligación legal que da origen a su registro.

**v. Distribución de utilidades** – La política de distribución de utilidades utilizada por ENAP, es la establecida a través de los oficios y/o Decretos Ley emanados por el Ministerio de Hacienda, los cuales constituyen la obligación legal que da origen a su registro.

**w. Medio ambiente** – La política contable del Grupo ENAP relacionada con el reconocimiento de los gastos medioambientales establece la activación cuando dichos desembolsos estén asociados a proyectos y reconocer con cargo a resultado el resto de los desembolsos.

**x. Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar** – Las cuentas por pagar comerciales y las otras cuentas por pagar, se reconocen inicialmente a su valor razonable y posteriormente se valorizan por su costo amortizado.

**y. Efectivo y equivalentes al efectivo** – El estado de flujos de efectivo recoge los movimientos de caja realizados durante el periodo, determinados por el método directo. En este estado de flujos de efectivo se utilizan las siguientes expresiones en el sentido que figura a continuación:

- Efectivo y equivalentes al efectivo: El Grupo ENAP considera equivalentes al efectivo aquellos activos financieros líquidos, depósitos o inversiones financieras líquidas, que tienen una duración original de tres meses o menos y cuyo riesgo de cambio en su valor es poco significativo.
- Actividades de operación: son las actividades que constituyen la principal fuente de ingresos ordinarios del Grupo ENAP, así como otras actividades que no puedan ser calificadas como de inversión o financiación.

En el ítem “Otros pagos por actividades de operación” se incluyen MUS\$ 2.070.910 por el pago de impuestos específicos a los combustibles en la filial Enap Refinerías S.A., correspondientes al periodo enero a diciembre de 2015 y MUS\$ 2.294.324 por el periodo enero a diciembre de 2014.

- Actividades de inversión: son las actividades relacionadas con la adquisición, enajenación o disposición por otros medios de activos a largo plazo y otras inversiones no incluidas en el efectivo y sus equivalentes.
- Actividades de financiación: son las actividades que producen variaciones en la composición del patrimonio neto, y de los pasivos de carácter financiero.

En el ítem Otras entradas (salidas) de efectivo, de este flujo de actividades de financiación, se incluyen al 31 de diciembre de 2015 MUS\$7.352 por liquidaciones de coberturas y al 31 de diciembre de 2014 se incluyen MUS\$150.000 por el pago del bono Tipo 144 A de fecha 14 de marzo de 2014, compensados con la colocación de bonos tipo 144 A por MUS\$600.000 el 27 de octubre de 2014.

### 3.2 Nuevos pronunciamientos contables

a) Normas, interpretaciones y enmiendas obligatorias por primera vez para los ejercicios financieros iniciados el 1 de enero de 2015:

#### Enmiendas y mejoras a NIIFs:

NIC 19 “Beneficios a los empleados”: Esta modificación se aplica a las contribuciones de los empleados o terceras partes en los planes de beneficios definidos.

NIIF 2 “Pagos basados en acciones” – Se clarifican las definición de “Condiciones para la consolidación (o irrevocabilidad) de la concesión” (vesting conditions) y “Condiciones de mercado” (market conditions) y se definen separadamente las “Condiciones de rendimiento” (performance conditions) y “Condiciones de servicio” (service conditions).

NIIF 3, "Combinaciones de negocios" - Se modifica la norma para aclarar que la obligación de pagar una contraprestación contingente que cumple con la definición de instrumento financiero se clasifica como pasivo financiero o como patrimonio, sobre la base de las definiciones de la NIC 32, "Instrumentos financieros: Presentación".

NIIF 8 “Segmentos de operación” - La norma se modifica para incluir el requisito de revelación de los juicios hechos por la administración en la agregación de los segmentos operativos.

NIIF 13 "Medición del valor razonable": El IASB ha modificado la base de las conclusiones de la NIIF 13 para aclarar que no se elimina la capacidad de medir las cuentas por cobrar y por pagar a corto plazo a los importes nominales si el efecto de no actualizar no es significativo.

NIC 16, "Propiedad, planta y equipo", y NIC 38, "Activos intangibles": Aclara cómo se trata el valor bruto en libros y

la depreciación acumulada cuando la entidad utiliza el modelo de revaluación.

NIC 24, "Información a revelar sobre partes relacionadas" - La norma se modifica para incluir, como entidad vinculada, una entidad que presta servicios de personal clave de dirección a la entidad que informa o a la matriz de la entidad que informa ("la entidad gestora").

### **Mejoras a las Normas Internacionales de Información Financiera (2013). Emitidas en diciembre de 2013.**

NIIF 1 "Adopción por primera vez de las Normas Internacionales de Información Financiera" - Clarifica que cuando una nueva versión de una norma aún no es de aplicación obligatoria, pero está disponible para la adopción anticipada, un adoptante de IFRS por primera vez, puede optar por aplicar la versión antigua o la versión nueva de la norma, siempre y cuando aplique la misma norma en todos los periodos presentados.

NIIF 3 "Combinaciones de negocios" - Se modifica la norma para aclarar que la NIIF 3 no es aplicable a la contabilización de la formación de un acuerdo conjunto bajo NIIF 11.

NIIF 13 "Medición del valor razonable" - Se aclara que la excepción de cartera en la NIIF 13, que permite a una entidad medir el valor razonable de un grupo de activos y pasivos financieros por su importe neto, aplica a todos los contratos (incluyendo contratos no financieros) dentro del alcance de NIC 39 o NIIF 9.

NIC 40 "Propiedades de Inversión" - Se modifica la norma para aclarar que la NIC 40 y la NIIF 3 no son mutuamente excluyentes. Al prepararse la información financiera, tiene que considerarse la guía de aplicación de NIIF 3 para determinar si la adquisición de una propiedad de inversión es o no una combinación de negocios.

La adopción de estas normas, enmiendas e interpretaciones no tienen un impacto significativo en los estados financieros consolidados intermedios.

b) Las nuevas normas, interpretaciones y enmiendas emitidas, no vigentes para ejercicios financieros iniciados el 1 de enero de 2015, para las cuales no se ha efectuado adopción anticipada de las mismas son las siguientes:

### **Normas e interpretaciones**

NIIF 9 "Instrumentos Financieros"- Esta versión final incluye requisitos relativos a la clasificación y medición de activos y pasivos financieros y un modelo de pérdidas crediticias esperadas que reemplaza el actual modelo de deterioro de pérdida incurrida. Obligatoria para ejercicios iniciados a partir de 01.01.2018.

NIIF 14 "Diferimiento de Cuentas Regulatorias"- Esta norma es aplicable a entidades que adoptan por primera vez las NIIF, Norma provisional sobre la contabilización de determinados saldos que surgen de las actividades de tarifa regulada ("cuentas regulatorias diferidas"). Obligatoria para ejercicios iniciados a partir de 01.01.2016.

NIIF 15 "Ingresos procedentes de contratos con clientes"- Esta nueva norma, Establece los principios que una entidad debe aplicar para la presentación de información útil a los usuarios de los estados financieros en relación a la naturaleza, monto, oportunidad e incertidumbre de los ingresos y los flujos de efectivo procedentes de los contratos con los clientes. Obligatoria para ejercicios iniciados a partir de 01.01.2018.

### **Enmiendas y mejoras - Obligatoria para ejercicios iniciados a partir de 01.01.2016.**

NIIF 11 "Acuerdos Conjuntos"- Esta enmienda incorpora a la norma una guía en relación a cómo contabilizar la adquisición de una participación en una operación conjunta que constituye un negocio.

NIC 16 "Propiedad, Planta y Equipos" y NIC 38 "Activos intangibles" - Clarifica que el uso de métodos de amortización de activos basados en los ingresos no es apropiado, ya que son en general una base inapropiada para medir el consumo de los beneficios económicos que están incorporados en activo intangible.

NIC 16 “Propiedad, Planta y Equipos” y NIC 41 “Agricultura” - Modifica la información financiera en relación a las “plantas portadoras”, como vides, árboles de caucho y palma de aceite.

NIC 27 “Estados financieros separados” - Esta modificación permite a las entidades utilizar el método de la participación en el reconocimiento de las inversiones en subsidiarias, negocios conjuntos y asociadas en sus estados financieros separados. Su aplicación anticipada es permitida.

NIIF 10 “Estados Financieros Consolidados” y NIC 28 “Inversiones en asociadas y negocios conjuntos” - Aborda una inconsistencia entre los requerimientos de la NIIF 10 y los de la NIC 28 en el tratamiento de la venta o la aportación de bienes entre un inversor y su asociada o negocio conjunto.

NIIF 10 “Estados Financieros Consolidados” y NIC 28 “Inversiones en asociadas y negocios conjuntos” - La enmienda clarifica sobre la aplicación de la excepción de consolidación para entidades de inversión y sus subsidiarias.

NIC 1 “Presentación de Estados Financieros” - La enmienda clarifica la guía de aplicación de la NIC 1 sobre materialidad y agregación, presentación de subtotales, estructura de los estados financieros y divulgación de las políticas contables.

**Mejoras a las Normas Internacionales de Información Financiera (2014) Emitidas en septiembre de 2014. - Obligatoria para ejercicios iniciados a partir de 01.01.2016.**

NIIF 5, “Activos no corrientes mantenidos para la venta y operaciones interrumpidas”. La enmienda aclara que, cuando un activo (o grupo para disposición) se reclasifica de “mantenidos para la venta” a “mantenidos para su distribución”, o viceversa, esto no constituye una modificación de un plan de venta o distribución, y no tiene que ser contabilizado como tal.

NIIF 7 “Instrumentos financieros: Información a revelar”. Hay dos modificaciones de la NIIF 7. (1) Contratos de servicio: Si una entidad transfiere un activo financiero a un tercero en condiciones que permiten que el cedente de baja el activo, la NIIF 7 requiere la revelación de cualquier tipo de implicación continuada que la entidad aún pueda tener en los activos transferidos.

NIC 19, “Beneficios a los empleados” - La enmienda aclara que, para determinar la tasa de descuento para las obligaciones por beneficios post-empleo, lo importante es la moneda en que están denominados los pasivos, y no el país donde se generan.

NIC 34, “Información financiera intermedia” - La enmienda aclara qué se entiende por la referencia en la norma a “información divulgada en otra parte de la información financiera intermedia”. La nueva enmienda modifica la NIC 34 para requerir una referencia cruzada de los estados financieros intermedios a la ubicación de esa información. La modificación es retroactiva.

La administración de la Empresa estima que la futura adopción de las normas e interpretaciones antes descritas no tendrá un impacto significativo en los estados financieros consolidados.

#### 4. GESTIÓN DE RIESGOS FINANCIEROS Y DEFINICIÓN DE COBERTURAS

En el curso normal de sus negocios y actividades de financiamiento, el Grupo ENAP está expuesto a distintos riesgos de naturaleza financiera que pueden afectar de manera más o menos significativa el valor económico de sus flujos y activos y, en consecuencia, sus resultados.

La Empresa dispone de una organización y de sistemas de información, administrados por la Gerencia de Administración y Finanzas Corporativa, que permiten identificar dichos riesgos, determinar su magnitud, proponer al Directorio medidas de mitigación, ejecutar dichas medidas y controlar su efectividad.

A continuación se presenta una definición de los principales riesgos que enfrenta el Grupo ENAP una caracterización y cuantificación de éstos para el Grupo ENAP, así como una descripción de las medidas de mitigación actualmente en uso por parte de la Empresa, si es el caso.

## a) Riesgo de mercado

Es la posibilidad de que la fluctuación de variables de mercado tales como tasas de interés, tipo de cambio, precios o índices de crudo y productos, etc., produzcan pérdidas económicas debido a la desvalorización de flujos o activos o a la valorización de pasivos, debido a la nominación o indexación de éstos a dichas variables.

**a.1) Riesgo de tasa de interés** - La estructura de financiamiento del Grupo ENAP considera una mezcla de fuentes de fondos afectos a tasa fija (principalmente bonos) y tasa variable (préstamos bilaterales, préstamos sindicados, documentos por pagar o forfaiting, préstamos bancarios de corto plazo y financiamiento de proveedores).

La porción del financiamiento afecto a tasa de interés variable, usualmente consistente en la tasa flotante LIBOR de 3 ó 6 meses más un margen, expone al Grupo ENAP a cambios en sus gastos financieros en el escenario de fluctuaciones de la tasa LIBOR.

La deuda financiera total del Grupo ENAP al 31 de diciembre de 2015 se resume en el siguiente cuadro, desglosada entre deuda a tasa fija y deuda a tasa variable:

| En millones de US\$        | Tasa fija | Tasa flotante | Totales |
|----------------------------|-----------|---------------|---------|
| Deuda bancaria corto plazo | -         | 321           | 321     |
| Deuda bancaria largo plazo | 339       | 234           | 573     |
| Arrendamiento financiero   | 5         | -             | 5       |
| Bonos internacionales      | 2.117     | -             | 2.117   |
| Bonos locales              | 568       | -             | 568     |
| Totales                    | 3.029     | 555           | 3.584   |

Nota: Nota: los datos del cuadro adjunto corresponden solo a valor capital de la deuda y no intereses devengados y otros conceptos. Los bonos internacionales y locales se presentan a su valor nominal (carátula), no a costo amortizado como en el balance. Ya que la tasa de interés se aplica al valor nominal de los bonos, dicho valor permite cuantificar correctamente la exposición del Grupo ENAP a la tasa fija o variable, objeto de esta sección. Los bonos locales están denominados en UF y son presentados a su valor carátula equivalente en US\$ el 31 de diciembre de 2015.

Al 31 de diciembre de 2015 el Grupo no mantiene financiamiento con proveedores. Al 31 de diciembre de 2014 este financiamiento de proveedores fue de MUS\$ 286.844 con una tasa promedio mensual de 1,57%.

## Instrumentos de mitigación del riesgo:

Con el fin de reducir la variabilidad de sus gastos financieros, el Grupo ENAP ha contratado diversos instrumentos de cobertura aplicables a algunas de las partidas de deuda del cuadro anterior:

Se han contratado instrumentos del tipo *interest rate swap* para pasar a tasa fija MUS\$ 207.627 de la deuda bancaria de largo plazo y *cross currency swaps* para fijar la tasa y tipo de cambio del bono emitidos en UF y en CHF (el notional asciende a MUS\$ 791.908).

## Exposición residual al riesgo:

Considerando la existencia de los instrumentos de cobertura señalados anteriormente, el saldo neto de obligaciones de

ENAP cuyo costo financiero permanece plenamente afecto a las fluctuaciones de la tasa de interés LIBO asciende a MUS\$ 554.000, es decir, el 15,45% del total. En función de dicho monto, un incremento/decremento de un 1% en la tasa LIBO aplicable (trimestral o semestral según el tipo de deuda) generaría un incremento/decremento anual de los gastos financieros de la empresa de aproximadamente MUS\$ 5.540

**a.2) Riesgo de tipo de cambio** - La moneda funcional del Grupo ENAP es el dólar estadounidense, sin embargo, existen partidas relevantes de los estados financieros denominadas en moneda local (pesos o UF) como la facturación de ventas y obligaciones financieras y también en CHF (Bono Suizo). Las cuales están expuestas a cambios en su valor en dólares en la medida que se produzcan fluctuaciones en la paridad peso/US\$, UF/US\$ y CHF/US\$.

#### Medidas de mitigación:

La exposición del flujo de facturación a las variaciones en el tipo de cambio se minimiza fundamentalmente a través de la política de precios de productos basada en la paridad de importación, mecanismo por el cual el precio de venta local de los productos es recalculado semanalmente de acuerdo al tipo de cambio vigente.

Con respecto a las partidas del balance, las principales partidas expuestas son los bonos locales (denominados en UF) y las cuentas por cobrar correspondientes a las ventas locales (denominadas en pesos). El Grupo ENAP ejecuta operaciones de cobertura para mitigar el riesgo cambiario asociado a ambas partidas.

El capital adeudado de los bonos locales del Grupo ENAP al 31 de diciembre de 2015 asciende a UF 15.750.000. A partir de dicho monto y de las paridades CLP/US\$ y CLP/UF vigentes en dicha fecha (\$710,16 y \$25.629,09), una variación de \$50 en el tipo de cambio CLP/US\$ produciría los siguientes efectos en el valor medido en dólares de los bonos:

| <u>Tipo de Cambio</u>        | <u>Variación en<br/>Valorización Bonos MUS\$</u> |
|------------------------------|--------------------------------------------------|
| Aumenta en \$50 (\$760,16)   | 36.975                                           |
| Disminuye en \$50 (\$660,16) | (42.576)                                         |

Con el fin de mitigar este riesgo, el Grupo ENAP ha cerrado contratos derivados del tipo *cross-currency swap*, mediante los cuales la empresa recibe de sus contrapartes flujos en UF iguales a los flujos pagaderos a los tenedores de bonos, y paga a éstas flujos fijos en dólares, quedando en consecuencia libre del riesgo cambiario descrito.

Por su parte, el saldo al 31 de diciembre de 2015 de cuentas por cobrar correspondientes a ventas locales ascendió al equivalente de MUS\$ 404.370. Lo anterior implica que un aumento del tipo de cambio de \$50 produciría una disminución del valor en dólares de las cuentas por cobrar de aproximadamente MUS\$ 26.598.

Con el fin de minimizar este riesgo, el Grupo ENAP mantiene en operación una política de cobertura consistente en el cierre semanal de contratos forward de tipo de cambio, por un monto máximo equivalente al 100% de las ventas estimadas para dicha semana y por plazos correspondientes a las fechas estimadas de cobro de la respectiva facturación.

**a.3) Riesgo de precio de commodities:** El negocio de la Línea Refinación & Comercialización del Grupo ENAP consiste principalmente en la compra de crudos en el mercado internacional para su refinación y posterior venta de los productos así elaborados en el mercado doméstico, de acuerdo a su política de precios de paridad de importación.

El margen de refinación obtenido por el Grupo se encuentra afecto a la fluctuación de los precios internacionales del petróleo crudo, de los productos refinados y al diferencial entre ambos (margen internacional o “crack”). Considerando un nivel de refinación promedio de 72 millones de bbl al año, una variación de US\$ 1 / bbl en el crack tendría, ceteris paribus, un efecto en resultados de MUS\$ 72.000.

Como estrategia central para enfrentar el riesgo de variación del margen de refinación, Grupo ENAP ha orientado sus inversiones al incremento de su flexibilidad productiva y de la calidad de sus productos. Hasta ahora no se han contratado derivados financieros para fijar el margen de refinación, pero se están monitoreando permanentemente los niveles de precio ofrecidos por el mercado.

Por otra parte, debido al tiempo que transcurre entre el momento de la compra de los crudos y la venta de los productos refinados a partir de éstos, ENAP está afecta también al *time spread* o riesgo de que al producirse la venta de los productos, sus precios se encuentren en un nivel más bajo que el imperante en el momento de la compra del crudo. Las pérdidas o ganancias producidas por este motivo aumentan la volatilidad del resultado operacional del Grupo ENAP.

El Grupo ENAP importa en promedio aproximadamente 6 millones de bbl de petróleo crudo mensuales. Una caída de US\$ 1 / bbl en el precio de la canasta de productos durante el ciclo de inventario de refinación, tiene un efecto inmediato de MUS\$ 6.000 en el margen de refinación.

La política de cobertura para la mitigación del riesgo de desvalorización de inventario (embarques de petróleo crudo) consiste en la contratación de time-spread swaps, los cuales tienen por objetivo poder desplazar, financieramente, la ventana de toma de precios de un embarque de crudo (la cual habitualmente es en los días que están en torno a la fecha de carga del mismo) y ajustarla a las fechas en donde los productos refinados a partir de ese crudo tomen precio y así poder tener costos de inventario que estén en línea con los precios de los productos que se van a vender, mitigando de buena forma el time spread al que la compañía se encuentra expuesta de manera natural. Esta estrategia es complementada con el uso de contratos de venta swap de productos refinados. No obstante lo anterior, es importante mencionar que estos instrumentos, por su naturaleza y forma de operar, protegen de las variaciones de precios del crudo, pero no aseguran en un 100% la eliminación de efectos en resultados producto de la volatilidad en la compra de materia prima.

En la actualidad el crudo Brent es el marcador relevante para el mercado y para los precios de los productos del mercado de referencia de ENAP, puesto que los precios de éstos están fuertemente correlacionados con el precio de este marcador. Es por esto que en los casos en que el área de Trading, quien se encarga de las compras de crudo, adjudica crudos cuyo precio queda en función del WTI, se contrata un derivado denominado “Swap de diferencial” cuya finalidad es transferir financieramente una posición WTI a una Brent y así mantener el criterio de optimización que primó al momento de adjudicar la compra de dicho crudo.

Por otra parte, el negocio de la Línea Exploración & Producción consiste principalmente en las actividades de exploración y explotación de reservas de hidrocarburos y su venta en el mercado internacional. En consecuencia, sus resultados están directamente relacionados con los niveles internacionales de precio del petróleo y gas.

Con el fin de mitigar dicho riesgo, el Grupo ENAP orienta sus esfuerzos en la constante mejora operacional con el fin de mantener una estructura de costos eficiente. La empresa no recurre en forma sistemática al uso de derivados como mecanismo de cobertura para sus ventas de producción propia, aunque en forma puntual se han cerrado operaciones de este tipo.

## **b) Riesgo de liquidez**

Este riesgo viene motivado por las distintas necesidades de fondos para hacer frente a los compromisos de capex y operación normal del negocio, vencimientos de deuda, liquidación de derivados etc. El Grupo mantiene una política financiera que establece los lineamientos para hacer frente a este riesgo, consistente en la contratación de facilidades crediticias a largo plazo comprometidas e inversiones financieras temporales, por montos suficientes para soportar las necesidades proyectadas para un período que está en función de la situación y expectativas de los mercados de deuda y de capitales.

Las Dirección de manejo de riesgo de mercado y operaciones financieras y la Dirección de finanzas corporativas dependientes de la Gerencia de finanzas monitorean continuamente las necesidades de fondo que requiere el Grupo.

Además de los saldos de balance, el Grupo tiene como fuentes de liquidez adicional disponibles al día de hoy: (i) una línea de crédito comprometida por USD 60 millones con Santander Bank, NA (ii) una línea de crédito comprometida por CLP 15.000 millones con Banco de Chile, (iii) una línea de crédito comprometida por CLP 15.000 millones con Banco Santander y (iv) líneas bancarias no comprometidas por aproximadamente US\$1.000 millones con diversos bancos nacionales e internacionales.

Las necesidades proyectadas antes mencionadas, incluyen vencimientos de deuda financiera neta, es decir, después de derivados financieros. La siguiente tabla muestra el perfil de vencimientos de capital de las obligaciones financieras del Grupo ENAP vigentes el 31 de diciembre de 2015:

| En millones de US\$          | 2016       | 2017       | 2018       | 2019       | 2020       | 2021 y +     | Totales      |
|------------------------------|------------|------------|------------|------------|------------|--------------|--------------|
| Deuda financiera corto plazo | 321        | -          | -          | -          | -          | -            | 321          |
| Deuda financiera largo plazo | 116        | 207        | 146        | 49         | 51         | 4            | 573          |
| Arrendamiento financiero     | 2          | 2          | 1          | -          | -          | -            | 5            |
| Bonos internacionales        | -          | -          | 217        | 300        | 500        | 1.100        | 2.117        |
| Bonos locales                | -          | 72         | -          | 352        | -          | 144          | 568          |
| <b>Totales</b>               | <b>439</b> | <b>281</b> | <b>364</b> | <b>701</b> | <b>551</b> | <b>1.248</b> | <b>3.584</b> |

Para mayor detalle respecto a las características y condiciones de las deudas financieras y derivados financieros ver nota 20.

La siguiente tabla muestra el perfil de vencimientos de capital de las otras obligaciones financieras del Grupo ENAP vigentes el 31 de diciembre de 2015:

| En millones de US\$                      | 2016       | 2017      | 2018      | 2019      | 2020      | 2021      | Totales    |
|------------------------------------------|------------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|------------|
| Cuentas por pagar comerciales            | 435        | 1         | -         | -         | -         | -         | 436        |
| Cuentas por pagar entidades relacionadas | 39         | -         | -         | -         | -         | -         | 39         |
| Derivados de cobertura                   | 3          | 41        | 19        | 84        | 14        | 46        | 207        |
| <b>Totales</b>                           | <b>477</b> | <b>42</b> | <b>19</b> | <b>84</b> | <b>14</b> | <b>46</b> | <b>682</b> |

### c) Riesgo de crédito

Este riesgo está referido a la capacidad de terceros de cumplir con sus obligaciones financieras con el Grupo ENAP. Dentro de las partidas expuestas a este riesgo se distinguen 3 categorías:

**c.1) Activos financieros** - Corresponde a los saldos de efectivo y equivalente, depósitos a plazo, operaciones con pactos de retrocompra y valores negociables en general. La capacidad del Grupo ENAP de recuperar estos fondos a su vencimiento depende de la solvencia del banco en el que se encuentren depositados.

Como mitigante a este riesgo, el Grupo ENAP tiene una política financiera que especifica parámetros de calidad crediticia que deben cumplir las instituciones financieras para poder ser consideradas elegibles como depositarias de los productos señalados arriba, así como límites máximos de concentración por institución.

**c.2) Obligaciones de contrapartes en derivados** - Corresponde al valor de mercado a favor del Grupo ENAP de contratos derivados vigentes con bancos.

Como mitigante a este riesgo, el Grupo ENAP tiene una política de administración de productos derivados que especifica parámetros de calidad crediticia que deben cumplir las instituciones financieras para poder ser consideradas elegibles como contrapartes.

**c.3) Deudores por ventas** - El riesgo de incobrabilidad de los deudores por venta del grupo es significativamente bajo, toda vez que casi la totalidad de las ventas locales (>95%) corresponden a facturación a las principales empresas distribuidoras de combustibles o a empresas distribuidoras de gas licuado.

Por su parte, la incorporación de nuevos clientes está sujeta al análisis de su solvencia financiera y a su aprobación por el Comité de Crédito del Grupo ENAP. Dicho comité coordina las acciones de cobranza requeridas en caso de atraso en los pagos.

El 31 de diciembre de 2015, la exposición total del Grupo ENAP a los deudores por venta ascendía a MUS\$ 504.654 según se indica en la Nota 10.

No hay garantías por montos significativos para cubrir dicha exposición, pues, como se ha señalado, casi la totalidad de las ventas corresponden a empresas distribuidoras de combustible o de gas licuado, con las cuales el Grupo ENAP opera en base a ventas a crédito sin garantía. La estimación de deudores incobrables al 31 de diciembre de 2015 asciende a MUS\$ 1.282.

Información respecto a la Gestión de capital se encuentra en Nota 24.

## 5. ESTIMACIONES Y JUICIOS CONTABLES CRITICOS

### Responsabilidad de la información y estimaciones realizadas

La información contenida en estos estados financieros consolidados es de responsabilidad de la Alta Administración del Grupo ENAP.

En los presentes estados financieros consolidados se han utilizado estimaciones realizadas por la Administración del Grupo ENAP y de las entidades consolidadas para cuantificar algunos de los activos, pasivos, ingresos, gastos y compromisos que figuran registrados en ellos.

Estas estimaciones se han realizado en función de la mejor información disponible sobre los hechos analizados, sin embargo, es posible que acontecimientos que puedan tener lugar en el futuro obliguen a modificarlas (al alza o a la baja), lo que se haría conforme a lo establecido en la NIC 8, de forma prospectiva, reconociendo en el ejercicio los efectos del cambio de la estimación, si la revisión afecta sólo el presente ejercicio, o en el ejercicio de revisión y ejercicios futuros si el cambio afecta a ambos.

En la aplicación de las políticas contables del Grupo ENAP, las cuales se describen en la Nota N°3, la administración hace estimaciones y juicios en relación al futuro sobre los valores en libros de los activos y pasivos. Las estimaciones y los supuestos asociados se han basado en la experiencia histórica y en otros factores que son considerados relevantes. Los resultados reales podrían diferir de estas estimaciones.

La administración necesariamente efectúa juicios y estimaciones que tienen un efecto sobre las cifras presentadas en los estados financieros, por lo tanto cambios en estos supuestos y estimaciones podrían tener un efecto en los estados financieros consolidados.

A continuación se detallan las estimaciones y juicios críticos usados por la administración:

**1. Vidas útiles de Propiedades, planta y equipo** - La administración del Grupo ENAP estima las vidas útiles y basado en ellas los correspondientes cargos por depreciación de sus propiedades, planta y equipo. Esta estimación está basada en estudios técnicos preparados por especialistas internos y externos. Cuando existan indicios que aconsejen cambios en las vidas útiles de estos bienes, ello debe hacerse utilizando estimaciones técnicas al efecto. La administración incrementará el cargo por depreciación cuando las vidas útiles sean inferiores a las vidas estimadas anteriormente o depreciará o eliminará activos obsoletos técnicamente o no estratégicos que se hayan abandonado o vendido. El Grupo ENAP revisa las vidas útiles estimadas de los bienes de propiedad, planta y equipo, al cierre de

cada ejercicio de reporte financiero anual.

**2. Provisión de obsolescencia de materiales y repuestos** – Los materiales y repuestos presentados bajo los rubros Inventarios y Propiedad, planta y equipos pueden verse afectados por factores diversos tales como cambios tecnológicos, desuso, exposición ambiental, entre otros, para lo cual el Grupo ENAP realiza estimaciones y juicios a fin de determinar con la mayor información disponible provisiones de obsolescencia. Estas estimaciones son revisadas periódicamente en base a información adicional y mayor experiencia pudiendo afectar los valores determinados.

**3. Reservas de crudo y gas** - La estimación de las reservas de crudo y gas es parte integral del proceso de toma de decisiones del Grupo ENAP. El volumen de las reservas de crudo y gas se utiliza para el cálculo de la depreciación utilizando los ratios de unidad de producción, así como para la evaluación de la recuperabilidad de las inversiones en activos de Exploración y Producción.

**4. Valor razonable de los instrumentos derivados y otros instrumentos financieros** - El valor razonable de los instrumentos financieros que no se negocian en un mercado activo se determina usando técnicas de valoración. El Grupo ENAP usa el juicio para seleccionar una variedad de métodos y hacer hipótesis que se basan principalmente en las condiciones de mercado existentes en la fecha de balance. En el caso de los instrumentos financieros derivados, los supuestos realizados están basados en las tasas de mercado cotizadas ajustadas por las características específicas del instrumento.

Los otros instrumentos financieros se valorizan usando un análisis de los flujos de efectivo descontados basado en presunciones sustentadas, cuando sea posible, por los precios o tasas de mercado observadas.

**5. Provisiones por litigios y otras contingencias** - El costo final de la liquidación de denuncias y litigios puede variar debido a estimaciones basadas en diferentes interpretaciones de las normas, opiniones y evaluaciones finales de la cuantía de daños. Por tanto, cualquier variación en circunstancias relacionadas con este tipo de contingencias, podría tener un efecto significativo en el importe de la provisión por contingencias registrada.

El Grupo ENAP realiza juicios y estimaciones al registrar costos y establecer provisiones para saneamientos y remediaciones medioambientales que están basados en la información actual relativa a costos y planes esperados de remediación, momento del tiempo del desembolso efectivo, tasa de interés para descontar los flujos futuros, entre otros, con el fin de determinar su valor razonable. En el caso de las provisiones medioambientales, los costos pueden diferir de las estimaciones debido a cambios en leyes y regulaciones, descubrimiento y análisis de las condiciones del lugar, así como a variaciones en las tecnologías de saneamiento. Por tanto, cualquier modificación en los factores o circunstancias relacionados con este tipo de provisiones, así como en las normas y regulaciones, podría tener, como consecuencia, un efecto significativo en las provisiones registradas.

**6. Cálculo del impuesto a las ganancias y activos por impuestos diferidos** - Los activos y pasivos por impuestos se revisan en forma periódica y los saldos se ajustan según corresponda. El Grupo ENAP considera que se ha hecho una adecuada provisión de los efectos impositivos futuros, basada en hechos, circunstancias y leyes fiscales actuales. Por otra parte, los activos provenientes de las pérdidas tributarias acumuladas, provenientes de empresas chilenas a la fecha de los presentes estados financieros consolidados intermedios, se han estimado totalmente recuperables por la administración. Sin embargo, la posición fiscal podría cambiar, originando resultados diferentes con impacto en los montos reportados en los estados financieros consolidados.

## 6. ACTIVOS FINANCIEROS

El Grupo ENAP clasifica sus activos financieros en las siguientes categorías: a valor razonable con cambios en resultados, activos financieros mantenidos hasta su vencimiento, préstamos y cuentas por cobrar, disponibles para la venta y derivados de cobertura, según el siguiente detalle al 31 de diciembre de 2015 y 2014:

## Al 31 de diciembre de 2015

| Rubro                                          | A valor<br>razonable<br>con cambio<br>en resultado<br>MUS\$ | Mantenidos<br>hasta el<br>vencimiento<br>MUS\$ | Préstamos<br>y cuentas<br>por cobrar<br>MUS\$ | Disponibles<br>para la<br>venta<br>MUS\$ | Derivados<br>de<br>cobertura<br>MUS\$ |
|------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------|------------------------------------------------|-----------------------------------------------|------------------------------------------|---------------------------------------|
| Efectivo y equivalentes al efectivo            | 113.587                                                     | -                                              | -                                             | -                                        | -                                     |
| Otros activos financieros corrientes           | 3.040                                                       | -                                              | -                                             | -                                        | 86.762                                |
| Deudores comerciales y otras cuenta por cobrar | -                                                           | -                                              | 631.759                                       | -                                        | -                                     |
| Cuentas por cobrar a entidades relacionadas    | -                                                           | -                                              | 26.752                                        | -                                        | -                                     |
| <b>Total activos financieros corrientes</b>    | <b>116.627</b>                                              | <b>-</b>                                       | <b>658.511</b>                                | <b>-</b>                                 | <b>86.762</b>                         |
| Otros activos financieros                      |                                                             |                                                | 28.121                                        | 13.788                                   | -                                     |
| Cuentas por cobrar, no corrientes              | -                                                           | -                                              | 13.361                                        | -                                        | -                                     |
| Cuentas por cobrar a entidades relacionadas    | -                                                           | -                                              | 1.671                                         | -                                        | -                                     |
| <b>Total activos financieros no corriente</b>  | <b>-</b>                                                    | <b>-</b>                                       | <b>43.153</b>                                 | <b>13.788</b>                            | <b>-</b>                              |

## Al 31 de diciembre de 2014

| Rubro                                          | A valor<br>razonable<br>con cambio<br>en resultado<br>MUS\$ | Mantenidos<br>hasta el<br>vencimiento<br>MUS\$ | Préstamos<br>y cuentas<br>por cobrar<br>MUS\$ | Disponibles<br>para la<br>venta<br>MUS\$ | Derivados<br>de<br>cobertura<br>MUS\$ |
|------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------|------------------------------------------------|-----------------------------------------------|------------------------------------------|---------------------------------------|
| Efectivo y equivalente al efectivo             | 153.511                                                     | -                                              | -                                             | -                                        | -                                     |
| Otros activos financieros corrientes           | -                                                           | -                                              | -                                             | -                                        | 210.788                               |
| Deudores comerciales y otras cuenta por cobrar | -                                                           | -                                              | 699.982                                       | -                                        | -                                     |
| Cuentas por cobrar a entidades relacionadas    | -                                                           | -                                              | 32.536                                        | -                                        | -                                     |
| <b>Total activos financieros corrientes</b>    | <b>153.511</b>                                              | <b>-</b>                                       | <b>732.518</b>                                | <b>-</b>                                 | <b>210.788</b>                        |
| Otros activos financieros                      | -                                                           | 35                                             | 357                                           | 13.762                                   | -                                     |
| Cuentas por cobrar, no corrientes              | -                                                           | -                                              | 15.542                                        | -                                        | -                                     |
| Cuentas por cobrar a entidades relacionadas    | -                                                           | -                                              | 2.435                                         | -                                        | -                                     |
| <b>Total activos financieros no corriente</b>  | <b>-</b>                                                    | <b>35</b>                                      | <b>18.334</b>                                 | <b>13.762</b>                            | <b>-</b>                              |

## 7. EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO

La composición de este rubro al 31 de diciembre de 2015 y 2014, es el siguiente:

| Detalle:          | 31.12.2015<br>MUS\$ | 31.12.2014<br>MUS\$ |
|-------------------|---------------------|---------------------|
| Caja              | 196                 | 45                  |
| Bancos            | 102.739             | 119.463             |
| Depósitos a plazo | 10.652              | 34.003              |
| <b>Totales</b>    | <b>113.587</b>      | <b>153.511</b>      |

El detalle de efectivo y equivalentes al efectivo en moneda de origen, es el siguiente:

| <b>Detalle:</b>                     | <b>Moneda</b> | <b>31.12.2015</b> | <b>31.12.2014</b> |
|-------------------------------------|---------------|-------------------|-------------------|
|                                     |               | MUS\$             | MUS\$             |
| Efectivo y equivalentes al efectivo | US\$          | 65.904            | 38.152            |
| Efectivo y equivalentes al efectivo | Ch\$          | 18.919            | 51.515            |
| Efectivo y equivalentes al efectivo | AR\$          | 2.270             | 34.409            |
| Efectivo y equivalentes al efectivo | UK £          | 82                | 82                |
| Efectivo y equivalentes al efectivo | EG £          | 26.412            | 29.353            |
| Totales                             |               | <u>113.587</u>    | <u>153.511</u>    |

Los depósitos a plazo vencen en un plazo inferior a tres meses desde su fecha de adquisición y devengan el interés de mercado para este tipo de inversiones. No existen restricciones a la disposición de efectivo.

El 31 de diciembre de 2015 y 2014, no existen sobregiros bancarios presentados como efectivo y efectivo equivalente.

## 8. OTROS ACTIVOS FINANCIEROS CORRIENTES Y NO CORRIENTES

El detalle es el siguiente:

| <b>Detalle:</b>               |     | <b>Corrientes</b> |                   | <b>No Corrientes</b> |                   |
|-------------------------------|-----|-------------------|-------------------|----------------------|-------------------|
|                               |     | <b>31.12.2015</b> | <b>31.12.2014</b> | <b>31.12.2015</b>    | <b>31.12.2014</b> |
|                               |     | MUS\$             | MUS\$             | MUS\$                | MUS\$             |
| Derivados de cobertura        | (a) | 86.762            | 210.788           | -                    | -                 |
| Inversión en otras sociedades | (b) | -                 | -                 | 13.762               | 13.762            |
| Bonos de la Nación Argentina  | (c) | 3.040             | -                 | 13.875               | -                 |
| Scrow account                 | (d) | -                 | -                 | 14.000               | 35                |
| Otros por cobrar              |     | -                 | -                 | 272                  | 357               |
| Totales                       |     | <u>89.802</u>     | <u>210.788</u>    | <u>41.909</u>        | <u>14.154</u>     |

(a) Ver detalle en nota 20 a).

(b) El detalle de las inversiones en otras sociedades al 31 de diciembre de 2015 y 2014, es el siguiente:

| <b>Detalle:</b>                                  | <b>País de Origen</b> | <b>Participación</b> |             | <b>31.12.2015</b> | <b>31.12.2014</b> |
|--------------------------------------------------|-----------------------|----------------------|-------------|-------------------|-------------------|
|                                                  |                       | <b>2015</b>          | <b>2014</b> |                   |                   |
|                                                  |                       | <b>%</b>             | <b>%</b>    | MUS\$             | MUS\$             |
| Terminales Marítimos Patagónicos S.A.            | Argentina             | 13,79                | 13,79       | 7.664             | 7.664             |
| Electrogas S.A.                                  | Chile                 | 15,00                | 15,00       | 6.091             | 6.091             |
| Asociación Gremial de Industriales Químicos A.G. | Chile                 | N/A                  | N/A         | 7                 | 7                 |
| Totales                                          |                       |                      |             | <u>13.762</u>     | <u>13.762</u>     |

(c) En enero 2012 la filial Argentina de Enap Sipetrol S.A. realizó exportaciones de crudo en el marco del Programa de incentivos fiscales Petróleo Plus, creado a través del decreto 2014/08 para incentivar la producción y la incorporación de reservas de petróleo, que establecía un sistema de premios y compensaciones mediante la entrega de certificados de crédito fiscal que podían ser utilizados para cancelar derechos de exportación propios o de terceros. El 6 de febrero de

2012 se presentaron los legajos correspondientes a los créditos vinculados por las mencionadas operaciones por un monto de MUS\$ 18.425. El 8 de febrero de 2012 se notificó la suspensión temporal del Programa Petróleo Plus, con lo cual los certificados de US\$ 18.425 fueron considerados como un activo contingente, y en virtud de esto, no fueron reconocidos en los Estados Financieros.

Con fecha 6 de julio de 2015, el Gobierno Argentino, mediante Decreto 1330 dejó sin efecto el Programa denominado “Petróleo Plus”. Con fecha 29 de agosto de 2015, la filial Enap Sipetrol S.A. da consentimiento y acepta los incentivos pendientes de liquidación pagados mediante la entrega de los instrumentos de deuda pública denominados “Bonos de la Nación Argentina”, el detalle de los instrumentos financieros es el siguiente:

| Instrumento | País      | Fecha<br>Vencimiento | Tasa<br>nominal<br>% | Tasa<br>de mercado<br>% | Total corriente     |                     | Total no corriente  |                     |
|-------------|-----------|----------------------|----------------------|-------------------------|---------------------|---------------------|---------------------|---------------------|
|             |           |                      |                      |                         | 31.12.2015<br>MUS\$ | 31.12.2014<br>MUS\$ | 31.12.2015<br>MUS\$ | 31.12.2014<br>MUS\$ |
| BONAD 2018  | Argentina | 18.03.2018           | 2,40                 | 2,40                    | -                   |                     | 2.965               | -                   |
| BONAR 2024  | Argentina | 07.05.2024           | 8,75                 | 8,75                    | 3.040               |                     | 10.910              | -                   |
| Totales     |           |                      |                      |                         | 3.040               | -                   | 13.875              | -                   |

(1) BONAD 2018, Títulos de valor vinculado al dólar con valor nominal equivalentes a MUS\$ 3.567, con vencimiento en 2018.

(2) BONAR 2024, Títulos de valor en dólares con valor nominal equivalentes a MUS\$14.269, estos títulos incluyen restricciones de venta, de modo tal que hasta el mes de diciembre de 2016 inclusive, Enap Sipetrol Argentina S.A., no puede vender más de un 2% mensual del total de BONAR 2024. De no ejercer su derecho a vender, dicho porcentaje de venta puede ser acumulado, pero en ningún caso, la venta en un mes podrá superar el 10% del total de BONAR 2024 recibidos. A partir del año 2017, no existirán restricciones para la venta de los BONAR 2024.

(d) Al 31 de diciembre de 2015 se presenta un anticipo asociado a la inversión de Proyecto PIAM en la filial ENAP Sipetrol Argentina S.A.

## 9. OTROS ACTIVOS NO FINANCIEROS CORRIENTES Y NO CORRIENTES

El detalle del rubro al 31 de diciembre de 2015 y 2014, es el siguiente:

| Detalle:                                       | Corrientes          |                     | No corrientes       |                     |
|------------------------------------------------|---------------------|---------------------|---------------------|---------------------|
|                                                | 31.12.2015<br>MUS\$ | 31.12.2014<br>MUS\$ | 31.12.2015<br>MUS\$ | 31.12.2014<br>MUS\$ |
| Arriendos de naves pagados por anticipado      | 4.218               | 3.516               | -                   | -                   |
| Gastos pagados por anticipado SS/EE Torquemada | 582                 | 582                 | 3.974               | 4.556               |
| Platino para catalizador                       | -                   | -                   | 23.978              | 43.277              |
| Otros                                          | 521                 | 875                 | 918                 | 857                 |
| Total                                          | 5.321               | 4.973               | 28.870              | 48.690              |

## 10. DEUDORES COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR COBRAR

La composición de este rubro al 31 de diciembre de 2015 y 2014, es el siguiente:

| Detalle:                        | Corrientes          |                     | No corrientes       |                     |
|---------------------------------|---------------------|---------------------|---------------------|---------------------|
|                                 | 31.12.2015<br>MUS\$ | 31.12.2014<br>MUS\$ | 31.12.2015<br>MUS\$ | 31.12.2014<br>MUS\$ |
| Deudores por ventas             | 504.654             | 571.166             | -                   | -                   |
| Deudores varios                 | 90.044              | 80.903              | 13                  | 15                  |
| Otros deudores                  | 38.343              | 49.195              | 13.348              | 15.527              |
| Estimación deudores incobrables | (1.282)             | (1.282)             | -                   | -                   |
| Totales                         | 631.759             | 699.982             | 13.361              | 15.542              |

Los valores razonables de deudores por ventas, deudores varios y otros deudores corresponden a sus valores libros.

a) **Vigencia cuentas por cobrar vencidas y no deterioradas:** A continuación se detalla la vigencia de las cuentas por cobrar vencidas pero no deterioradas:

|                            | 31.12.2015<br>MUS\$ | 31.12.2014<br>MUS\$ |
|----------------------------|---------------------|---------------------|
| De 1 día hasta 5 días      | 21.105              | 3.170               |
| De 6 día hasta 30 días     | 38.426              | 20.354              |
| De 31 días hasta 60 días   | 8.892               | 1.496               |
| De 61 días hasta 90 días   | 7.342               | 658                 |
| Más de 91 días hasta 1 año | 14.020              | 5.383               |
| Más de 1 año               | 1.785               | 14.709              |
| Totales                    | 91.570              | 45.770              |

Los saldos vencidos y no deteriorados incluidos en este rubro devengan intereses, calculados utilizando la tasa máxima convencional publicada en el Diario Oficial.

El período medio de cobro a deudores por venta de la Línea R&C (venta a distribuidores, principalmente) al 31 de diciembre de 2015 y 31 de diciembre de 2014, tiene un promedio de 20 días, la Línea E&P que tiene un promedio entre 60 y 90 días.

b) **Provisiones de incobrables:** El monto de la provisión de cuentas incobrables al 31 de diciembre de 2015 y 31 de diciembre de 2014, es el siguiente:

|              | 31.12.2015<br>MUS\$ | 31.12.2014<br>MUS\$ |
|--------------|---------------------|---------------------|
| Más de 1 año | (1.282)             | (1.282)             |

Considerando la solvencia de los deudores y el comportamiento histórico de la cobranza, el Grupo ha estimado que la provisión de deudores incobrables al 31 de diciembre de 2015 y 31 de diciembre de 2014 es suficiente.

## 11. SALDOS Y TRANSACCIONES CON ENTIDADES RELACIONADAS

Las cuentas por cobrar, por pagar y las transacciones con partes relacionadas son las siguientes:

### a) Cuentas por cobrar

#### Corrientes:

| RUT          | Sociedad                              | País      | Relación  | Moneda | 31.12.2015<br>MUS\$ | 31.12.2014<br>MUS\$ |
|--------------|---------------------------------------|-----------|-----------|--------|---------------------|---------------------|
| 61.979.830-9 | Ministerio de Energía                 | Chile     | Indirecta | US\$   | 6.206               | 2.473               |
| 76.418.940-K | GNL Chile S.A.                        | Chile     | Asociada  | US\$   | 9.610               | 10.093              |
| 78.335.760-7 | Petropower Energía Ltda.              | Chile     | Asociada  | US\$   | 6.161               | 11.069              |
| 0-E          | Gasoducto del Pacífico Argentina S.A. | Argentina | Asociada  | US\$   | 754                 | 3.183               |
| 96.762.250-8 | Gasoducto del Pacífico Chile S.A.     | Chile     | Asociada  | US\$   | 2.933               | 2.933               |
| 96.861.390-1 | Innery Soluciones Energéticas S.A.    | Chile     | Asociada  | US\$   | 592                 | 874                 |
| 78.889.940-8 | Norgas S.A.                           | Chile     | Asociada  | US\$   | -                   | 522                 |
| 96.655.490-8 | Oleoducto Trasandino Chile            | Chile     | Asociada  | US\$   | -                   | -                   |
| 96.971.330-6 | Geotérmica del Norte S.A.             | Chile     | Asociada  | US\$   | -                   | 618                 |
| 81.095.400-0 | Sociedad Nacional de Oleoductos S.A.  | Chile     | Asociada  | US\$   | 495                 | 771                 |
| Totales      |                                       |           |           |        | 26.751              | 32.536              |

#### No corrientes:

| RUT          | Sociedad                           | País  | Relación | Moneda | 31.12.2015<br>MUS\$ | 31.12.2014<br>MUS\$ |
|--------------|------------------------------------|-------|----------|--------|---------------------|---------------------|
| 96.861.390-1 | Innery Soluciones Energeticas S.A. | Chile | Asociada | US\$   | 1.279               | -                   |
| 76.418.940-K | GNL Chile S.A.                     | Chile | Asociada | US\$   | 392                 | 2.435               |
| Totales      |                                    |       |          |        | 1.671               | 2.435               |

Los saldos por cobrar no corrientes a Innery Soluciones Energéticas S.A. y a GNL Chile S.A., al cierre del ejercicio, tiene establecido un interés de Libor base 360 + 3%.

### b) Cuentas por pagar

#### Corrientes:

| RUT          | Sociedad                              | País      | Relación                                  | Moneda | 31.12.2015<br>MUS\$ | 31.12.2014<br>MUS\$ |
|--------------|---------------------------------------|-----------|-------------------------------------------|--------|---------------------|---------------------|
| 78.335.760-7 | Petropower Energía Ltda.              | Chile     | Asociada                                  | US\$   | 21.573              | 32.371              |
| 81.095.400-0 | Sociedad Nacional de Oleoductos S.A.  | Chile     | Asociada                                  | US\$   | 2.871               | 3.367               |
| 76.418.940-K | GNL Chile S.A.                        | Chile     | Asociada                                  | US\$   | 8.820               | 8.831               |
| 61.704.000-k | Codelco                               | Chile     | Indirecta                                 | US\$   | 5.066               | -                   |
| 96.655.490-8 | Oleoducto Trasandino (Chile) S.A.     | Chile     | Asociada                                  | US\$   | 375                 | 391                 |
| 96.861.390-1 | Innery Soluciones Energeticas S.A.    | Chile     | Asociada                                  | US\$   | 3                   | 493                 |
| 78.889.940-8 | Norgas S.A.                           | Chile     | Asociada                                  | US\$   | 10                  | -                   |
| 0-E          | Gasoducto del Pacífico Argentina S.A. | Argentina | Asociada                                  | US\$   | 31                  | -                   |
| 96.856.700-4 | Innery Transportes S.A.               | Chile     | Indirecta                                 | US\$   | -                   | 208                 |
| 76.030.514-6 | SK Converge S.A.                      | Chile     | Relación a través de Entidad Estructurada | US\$   | -                   | 2                   |
| 99.598.300-1 | Sigdo Koppers S.A.                    | Chile     | Relación a través de Entidad Estructurada | US\$   | -                   | 7                   |
| 99.515.800-0 | SK Inversiones Petroquímicas S.A.     | Chile     | Relación a través de Entidad Estructurada | US\$   | 448                 | 497                 |
| Totales      |                                       |           |                                           |        | 39.197              | 46.167              |

Los saldos y transacciones con entidades relacionadas se ajustan a lo establecido en el artículo N° 89 de la Ley N° 18.046, que establece que las operaciones entre sociedades coligadas, entre la matriz y sus filiales y las que efectúe una sociedad anónima abierta, deberán observar condiciones de equidad, similares a las que habitualmente prevalecen en el mercado, es decir, hechas en condiciones de independencia mutua entre las partes. Los saldos por cobrar y pagar a empresas relacionadas corrientes al cierre de cada ejercicio, se originan principalmente en transacciones del giro consolidado, están pactados en pesos chilenos y dólares, sus plazos de cobros y/o pagos no exceden los 60 días, y en general no tienen cláusulas de reajustabilidad ni intereses.

### c) Transacciones con partes relacionadas:

| RUT          | Sociedad                              | País      | Relación  | Descripción de la transacción   | 31.12.2015<br>MUS\$ | 31.12.2014<br>MUS\$ | Efecto en resultados<br>(Cargo) / Abono |                     |
|--------------|---------------------------------------|-----------|-----------|---------------------------------|---------------------|---------------------|-----------------------------------------|---------------------|
|              |                                       |           |           |                                 |                     |                     | 31.12.2015<br>MUS\$                     | 31.12.2014<br>MUS\$ |
| 76.418.940-K | GNL Chile S.A.                        | Chile     | Asociada  | Compra de gas natural           | 379.900             | 424.400             | -                                       | -                   |
|              |                                       |           |           | Intereses devengados            | 65                  | 42                  | 65                                      | 42                  |
| 78.889.940-8 | Norgas S.A.                           | Chile     | Asociada  | Venta de productos              | 10.343              | 15.076              | 271                                     | (817)               |
|              |                                       |           |           | Intereses                       | 1                   | -                   | 1                                       | -                   |
|              |                                       |           |           | Dividendos provisionados        | -                   | 162                 | -                                       | -                   |
|              |                                       |           |           | Dividendos percibidos           | 242                 | -                   | -                                       | -                   |
| 78.335.760-7 | Petropower Energia Ltda.              | Chile     | Asociada  | Compra de servicios             | 48.198              | 49.808              | -                                       | -                   |
|              |                                       |           |           | Distribución de utilidades      | 2.290               | 1.422               | -                                       | -                   |
|              |                                       |           |           | Surplus e Insurance             | 5.194               | 7.609               | 5.194                                   | 7.609               |
| 81.095.400-0 | Sociedad Nacional de Oleoducto S.A.   | Chile     | Asociada  | Compra de servicios             | 42.071              | 35.088              | -                                       | -                   |
|              |                                       |           |           | Venta de servicios              | 10                  | 6                   | 10                                      | 5                   |
|              |                                       |           |           | Venta de productos              | 26                  | -                   | 3                                       | -                   |
|              |                                       |           |           | Dividendos percibidos           | 3.063               | 2.474               | -                                       | -                   |
|              |                                       |           |           | Dividendos provisionados        | 711                 | -                   | -                                       | -                   |
| 96.856.650-4 | Innergy Holding S.A.                  | Chile     | Asociada  | Compra de gas natural           | 2.531               | 2.085               | -                                       | -                   |
|              |                                       |           |           | Venta de productos              | 13.183              | 7.483               | 453                                     | 2.506               |
|              |                                       |           |           | Cobro de préstamo               | -                   | 1.525               | -                                       | -                   |
|              |                                       |           |           | Intereses                       | 10                  | -                   | 10                                      | -                   |
| 96.861.390-1 | Innergy Soluciones Energéticas S.A.   | Chile     | Asociada  | Suscripción Pagares 1, 2 y 3    | 3.264               | -                   | -                                       | -                   |
|              |                                       |           |           | Abono pagare 1 y 2              | 2.013               | -                   | -                                       | -                   |
|              |                                       |           |           | Intereses devengados            | 28                  | -                   | 28                                      | -                   |
| 96.856.700-4 | Innergy Transportes S.A.              | Chile     | Asociada  | Operación Planta                | 1.283               | 1.171               | -                                       | -                   |
| 76.788.080-4 | GNL Quintero S.A.                     | Chile     | Asociada  | Dividendos percibidos           | 7.808               | 9.915               | -                                       | -                   |
|              |                                       |           |           | Compra de servicios             | -                   | 27                  | -                                       | -                   |
| 96.655.490-8 | Oleoducto Trasandino Chile S.A.       | Chile     | Asociada  | Compra de servicios             | 4.702               | 3.073               | -                                       | -                   |
|              |                                       |           |           | Dividendos percibidos           | 650                 | -                   | -                                       | -                   |
|              |                                       |           |           | Dividendos provisionados        | -                   | 653                 | -                                       | -                   |
| 96.762.250-8 | Gasoducto del Pacifico Chile S.A.     | Chile     | Asociada  | Dividendos percibidos           | -                   | 1.348               | -                                       | -                   |
| 0-E          | Gasoducto del Pacifico Argentina S.A. | Argentina | Asociada  | Dividendos percibidos           | 3.513               | -                   | -                                       | -                   |
| 61.979.830-9 | Ministerio de Energía                 | Chile     | Indirecta | Subsidios                       | 79.849              | 55.997              | 79.849                                  | 55.997              |
| 61.704.000-k | Codelco                               | Chile     | Indirecta | Cobertura de precios de energía | 200                 | -                   | 200                                     | -                   |

### d) Remuneración del Honorable Directorio

#### Directorio Actual

| Nombre                          | Rut         | Cargo          | 31.12.2015<br>MUS\$ | 31.12.2014<br>MUS\$ |
|---------------------------------|-------------|----------------|---------------------|---------------------|
| Máximo Pacheco Matte            | 6.371.887-4 | Presidente     | -                   | -                   |
| Eduardo Bitrán Colodro          | 7.950.535-8 | Vicepresidente | -                   | -                   |
| María Isabel González Rodríguez | 7.201.750-1 | Directora      | 6                   | -                   |
| Jorge Fierro Andrade            | 9.925.434-3 | Director       | 11                  | 16                  |
| Carlos Carmona Acosta           | 9.003.935-0 | Director       | 6                   | -                   |
| Alejandro Jadresic Miranovic    | 7.746.199-k | Director       | 2                   | -                   |
| Subtotal                        |             |                | 25                  | 16                  |

#### Directores Anteriores

|                            |             |          |           |           |
|----------------------------|-------------|----------|-----------|-----------|
| Fidel Miranda Bravo        | 6.923.830-0 | Director | 6         | 9         |
| Fernán Gazmuri Plaza       | 4.461.192-9 | Director | 15        | 5         |
| Jorge Bande Bruck          | 5.899.738-2 | Director | 1         | 11        |
| Fernando Ramirez Pendibene | 7.876.527-5 | Director | 2         | 16        |
| Ramón Jara Araya           | 5.899.198-8 | Director | -         | -         |
| Carlos Díaz Vergara        | 7.033.701-0 | Director | -         | 5         |
| Felipe Morandé Lavín       | 7.246.745-0 | Director | -         | 4         |
| Subtotal                   |             |          | 24        | 50        |
| <b>Totales</b>             |             |          | <b>49</b> | <b>66</b> |

La retribución a los miembros del Honorable Directorio no tiene relación con los resultados de la Empresa.

### Personal Clave de la Gerencia

Las remuneraciones brutas de la plana ejecutiva devengadas y pagadas durante el ejercicio 2015, ascienden a MUS\$ 2.839 y considera las posiciones ejecutivas principales del Grupo; las remuneraciones brutas pagadas en ejercicio 2014, ascendieron a MUS\$ 2.686. Los cargos considerados en los montos informados corresponden a aquellos ejecutivos que tienen autoridad y responsabilidad para planificar, dirigir y controlar las actividades de la entidad.

La Empresa no mantiene obligaciones devengadas a los ejecutivos principales por concepto de beneficios de corto y largo plazo y pagos basados en acciones.

### Planes de incentivos al personal ejecutivo – Renta Variable

El Grupo ENAP cuenta con un Sistema de Renta Variable (SRV) que aplica a todos sus ejecutivos, con excepción del Gerente General, para lo cual provisiona al cierre de cada ejercicio contable una estimación de este desembolso la cual se realiza durante el primer trimestre del año siguiente.

Su propósito es incentivar la agregación de valor al Grupo ENAP, mejorando el trabajo en equipo y el desempeño individual.

Los factores considerados para la determinación del incentivo son los siguientes:

- Resultados financieros anuales de la empresa;
- Resultados de área y nivel de cumplimiento de metas alcanzado por cada gerencia.
- Resultados individuales.

## 12. INVENTARIOS

La composición de este rubro al 31 de diciembre de 2015 y 31 de diciembre de 2014, es el siguiente:

| <b>Detalle:</b>                    | <b>31.12.2015</b><br>MUS\$ | <b>31.12.2014</b><br>MUS\$ |
|------------------------------------|----------------------------|----------------------------|
| Petróleo crudo en existencias      | 201.707                    | 208.053                    |
| Petróleo crudo en tránsito         | 19.090                     | 12.022                     |
| Productos terminados               | 245.193                    | 407.218                    |
| Productos en tránsito              | 26.853                     | 40.968                     |
| Materiales en bodega y en tránsito | 72.843                     | 89.809                     |
| Totales                            | <u>565.686</u>             | <u>758.070</u>             |

| <b>Información Adicional de Inventario</b>                   | <b>31.12.2015</b><br>MUS\$ | <b>31.12.2014</b><br>MUS\$ |
|--------------------------------------------------------------|----------------------------|----------------------------|
| Importe de ajuste a valor neto de realización de inventarios | (84.712)                   | (194.595)                  |
| Costos de inventarios reconocidos en el ejercicio            | <u>(5.415.568)</u>         | <u>(9.754.552)</u>         |

### 13. ACTIVOS Y PASIVOS POR IMPUESTOS CORRIENTES Y DIFERIDOS

**a) Activos y pasivos por impuestos corrientes:** El detalle de los impuestos corrientes al 31 de diciembre de 2015 y 31 de diciembre de 2014, es el siguiente:

|                                          | 31.12.2015<br>MUS\$ | 31.12.2014<br>MUS\$ |
|------------------------------------------|---------------------|---------------------|
| <b>Activos por impuestos corrientes:</b> |                     |                     |
| IVA Crédito Fiscal                       | 61.661              | 62.166              |
| Impuestos por recuperar extranjeros      | 13.621              | 2.806               |
| Impuesto específico a los combustibles   | 3.916               | 2.393               |
| Derechos de aduana                       | 1.035               | 11.510              |
| Pagos provisionales mensuales            | 9.226               | -                   |
| Otros impuestos varios                   | 2.772               | 2.856               |
| Totales                                  | 92.231              | 81.731              |
|                                          |                     |                     |
|                                          | 31.12.2015<br>MUS\$ | 31.12.2014<br>MUS\$ |
| <b>Pasivos por impuestos corrientes:</b> |                     |                     |
| Impuesto específico a los combustibles   | 36.132              | 56.448              |
| Impuestos de retención                   | 4.194               | 7.201               |
| Regalías y derechos de explotación       | 2.718               | 3.674               |
| Impuestos a la renta por pagar           | 28.347              | 30.886              |
| Otros impuestos varios                   | 964                 | 305                 |
| Totales                                  | 72.355              | 98.514              |

**b) Activos y pasivos por impuestos diferidos:** El origen de los impuestos diferidos registrados al 31 de diciembre de 2015 y 31 de diciembre de 2014, es el siguiente:

|                                                      | 31.12.2015<br>MUS\$ | 31.12.2014<br>MUS\$ |
|------------------------------------------------------|---------------------|---------------------|
| <b>Activos por Impuestos Diferidos, reconocidos:</b> |                     |                     |
| Relativos a pérdidas fiscales                        | 695.731             | 586.209             |
| Relativos a valor neto realizable de inventarios     | 22.977              | 45.724              |
| Relativos a otras provisiones                        | 72.566              | 66.803              |
| Relativos a propiedades, planta y equipo             | 62.721              | 41.708              |
| Relativos a obligaciones por leasing                 | 2.903               | 4.408               |
| Relativos a reservas de cobertura                    | 6.755               | 9.076               |
| Relativos a provision materiales                     | 24.030              | 7.408               |
| Totales                                              | 887.683             | 761.336             |

|                                                                            | 31.12.2015<br>MUS\$         | 31.12.2014<br>MUS\$         |
|----------------------------------------------------------------------------|-----------------------------|-----------------------------|
| <b>Pasivos por Impuestos Diferidos, reconocidos:</b>                       |                             |                             |
| Relativos a activos en leasing                                             | 3.244                       | 2.312                       |
| Relativos a depreciaciones                                                 | 71.117                      | 61.453                      |
| Relativos a obligaciones por indemnizaciones                               | 5.634                       | 6.821                       |
| Relativos a gastos diferidos                                               | 24.854                      | 29.379                      |
| Relativos a otros                                                          | 36.734                      | 29.288                      |
| Totales                                                                    | 141.583                     | 129.253                     |
| <b>Movimientos en importe reconocido en estado de situación financiera</b> | <b>31.12.2015<br/>MUS\$</b> | <b>31.12.2014<br/>MUS\$</b> |
| Importe reconocido en el resultado del ejercicio                           | 101.521                     | 86.351                      |
| Importe reconocido en resultados acumulados                                | -                           | 109.495                     |
| Reverso saldos iniciales sociedad fusionada Etalsa                         | -                           | (3.456)                     |
| Importe reconocido en otros resultados integrales                          | 10.167                      | (2.616)                     |
| Importe en otros rubros                                                    | 2.329                       | 6.211                       |
| Cambios en activos y pasivos por impuestos diferidos,                      | 114.017                     | 195.985                     |

### c) Gasto por impuestos corrientes

Todas las empresas que forman parte del Grupo ENAP presentan individualmente sus declaraciones de impuestos, de acuerdo con la norma fiscal aplicable en cada país.

El (Gasto) ingreso tributario y diferido del ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2015 y 2014, es el siguiente:

|                                                                                                       | 31.12.2015<br>MUS\$         | 31.12.2014<br>MUS\$         |
|-------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------|-----------------------------|
| <b>Beneficio por Impuestos Corrientes a las Ganancias</b>                                             |                             |                             |
| (Gasto) ingreso por impuestos corrientes                                                              | (22.760)                    | (42.574)                    |
| Ajustes al impuesto corriente del ejercicio anterior                                                  | -                           | -                           |
| Otro (gasto) ingreso por impuesto corriente                                                           | (1.194)                     | 44.613                      |
| Gasto (Ingreso) por impuestos corrientes, neto, total                                                 | (23.954)                    | 2.039                       |
| Ingreso (gasto) diferido por impuestos relativos a la creación y reversión de diferencias temporarias | 101.521                     | 85.288                      |
| Ingreso (gasto) por impuestos diferidos, neto, total                                                  | 101.521                     | 85.288                      |
| Beneficio (gasto) por impuesto a las ganancias                                                        | 77.567                      | 87.327                      |
| <b>Gasto por Impuestos Diferidos a las Ganancias por Partes Extranjeras y Nacional, Neto</b>          | <b>31.12.2015<br/>MUS\$</b> | <b>31.12.2014<br/>MUS\$</b> |
| (Gasto) ingreso por impuestos corrientes, neto, extranjero                                            | (5.181)                     | (31.467)                    |
| (Gasto) ingreso por impuestos corrientes, neto, nacional                                              | (18.773)                    | 33.506                      |
| Gasto por impuestos corrientes, neto, total                                                           | (23.954)                    | 2.039                       |

|                                                           | 31.12.2015<br>MUS\$ | 31.12.2014<br>MUS\$ |
|-----------------------------------------------------------|---------------------|---------------------|
| Ingreso (gasto) por impuestos diferidos, neto, extranjero | (4.357)             | 7.558               |
| Ingreso (gasto) por impuestos diferidos, neto, nacional   | 105.877             | 77.730              |
| Ingreso (gasto) por impuestos diferidos, neto, total      | <u>101.520</u>      | <u>85.288</u>       |

#### d) Conciliación del resultado contable con el resultado fiscal

La conciliación de la tasa de impuestos legal vigente en Chile y la tasa efectiva de impuestos aplicables al Grupo ENAP, se presenta a continuación:

|                                                                | 31.12.2015<br>MUS\$ | 31.12.2014<br>MUS\$ |
|----------------------------------------------------------------|---------------------|---------------------|
| (Gasto) ingreso por impuestos utilizando la tasa legal         | (20.906)            | (14.708)            |
| Efecto impositivo de tasas en otras jurisdicciones             | 15.003              | 11.740              |
| Efecto impositivo de ingresos ordinarios no imponibles         | (6.746)             | (4.875)             |
| Efecto impositivo de gastos no deducibles impositivamente      | (7.287)             | 5.484               |
| Efecto impositivo impuesto único Ley 2398                      | 96.311              | 83.012              |
| Otro incremento (decremento) en cargo por impuestos legales    | 1.192               | 6.674               |
| Ajustes al gasto por impuestos utilizando la tasa legal, total | <u>98.473</u>       | <u>102.035</u>      |
| Ingreso (gasto) por impuestos utilizando la tasa efectiva      | <u>77.567</u>       | <u>87.327</u>       |

#### Información adicional:

La tasa utilizada en Chile es de 22,5% en 2015 y 21% en 2014, la cual corresponde a la tasa de impuesto a la renta legal en Chile. Las tasas de impuestos correspondientes a otras jurisdicciones son: Argentina un 35% en ambos años, en Ecuador es de un 22% para ambos años, en Uruguay la filial por no tener operaciones en el país está sometida a un régimen especial sin impuesto. En Egipto el contrato de operación conjunta con EGPC otorga un régimen especial sin impuesto para ENAP.

ENAP Matriz, se afecta en forma adicional con una tasa de 40% correspondiente a un impuesto único que afecta a las empresas del Estado de Chile, de acuerdo al Decreto Ley N° 2.398.

#### Reforma Tributaria en Chile

Con fecha 29 de septiembre de 2014, fue publicada en el Diario Oficial la Ley N°20.780 “Reforma Tributaria que modifica el sistema de tributación de la renta e introduce diversos ajustes en el sistema tributario”.

Entre los principales cambios, dicha Ley tipifica dos sistemas de tributación: régimen de renta atribuida y régimen parcialmente integrado. En caso de contribuyentes que no sean sociedades anónimas, cuyos dueños no sean exclusivamente en su totalidad contribuyentes afectos a los impuestos finales, no podrán optar entre ambos regímenes, sino sólo podrán acogerse al sistema de renta parcialmente integrado señalado anteriormente. De igual forma la Circular N° 66 publicada por el Servicio de Impuestos de Internos en el año 2015, estableció que en el caso de empresas del Estado, éstas se encontraran sujetas a las normas de renta atribuida.

Adicionalmente, se introduce un aumento progresivo en la tasa de impuesto de primera categoría para los años comerciales 2014, 2015, 2016, incrementándola a un 21%, 22,5%, 24%, respectivamente. Desde el año comercial 2017, el incremento en esta tasa de impuesto dependerá del régimen de tributación del contribuyente, es decir, en el caso del régimen de renta atribuida la tasa será de 25% desde el año comercial 2017 y para el régimen parcialmente integrado las tasas serán 25,5% en el año comercial 2017 y 27% desde el año comercial 2018 en adelante.

En relación a los otros incrementos (decrementos) efectuados a la tasa impositiva legal, éstos corresponden a las diferencias permanentes del ejercicio, principalmente originadas por las utilidades devengadas en empresas filiales y relacionadas y al impuesto único de ENAP mencionado en el punto precedente.

Los impuestos para las sociedades extranjeras se calculan según las tasas impositivas en las respectivas jurisdicciones.

#### e) Resultados y tasas impositivas

|                                          | 31.12.2015       |                | 31.12.2014       |                |
|------------------------------------------|------------------|----------------|------------------|----------------|
|                                          | Subtotal<br>MU\$ | Total<br>MU\$  | Subtotal<br>MU\$ | Total<br>MU\$  |
| <b>GANANCIA</b>                          |                  |                |                  |                |
| Resultados antes de impuestos            |                  | 92.915         |                  | 69.271         |
| Impuesto a la renta                      |                  | (16.803)       |                  | 4.315          |
| Impuesto a la renta                      | (11.039)         |                | (1.399)          |                |
| Impuestos diferidos                      | 3.773            |                | 37.181           |                |
| Impuestos pagados en el exterior         | (9.537)          |                | (31.467)         |                |
| Resultado después de impuesto a la renta |                  | 76.112         |                  | 73.586         |
| Impuesto especial, D.L. 2398 - Tasa 40%  |                  | 94.371         |                  | 83.012         |
| Impuesto a la renta (40%)                | (7.734)          |                | 36.666           |                |
| Impuestos diferidos (40%)                | 102.105          |                | 46.346           |                |
| <b>GANANCIA</b>                          |                  | <b>170.483</b> |                  | <b>156.598</b> |
| <b>INTERÉS MINORITARIO</b>               |                  | 1.564          |                  | 1.661          |
| <b>RESULTADO CONTROLADOR</b>             |                  | <b>168.919</b> |                  | <b>154.937</b> |

#### 14. INVERSIONES CONTABILIZADAS UTILIZANDO EL MÉTODO DE LA PARTICIPACIÓN

A continuación se presenta un detalle de las inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación y los movimientos de éstas al 31 de diciembre de 2015 y 31 de diciembre de 2014:

##### a) Detalle de las inversiones:

| Sociedades                              | Actividad Principal                                                           | País de<br>Origen | Moneda | Participación |           |
|-----------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------|-------------------|--------|---------------|-----------|
|                                         |                                                                               |                   |        | 2015<br>%     | 2014<br>% |
| A&C Pipeline Holding                    | Inversión y financiamiento en general                                         | I.Cayman          | USD    | 36,25         | 36,25     |
| Biocomsa S.A.                           | Producción de biomásas y su transformación en biocombustibles                 | Chile             | CLP    | 0,00          | 47,41     |
| Compañía Latinoamericana Petrolera S.A. | Exploración y explotación de petróleo, gas y derivados                        | Chile             | CLP    | 40,00         | 40,00     |
| Empresa Nacional de Geotermia S.A.      | Exploración y explotación de energía geotérmica                               | Chile             | CLP    | 49,00         | 49,00     |
| Forenergy S.A.                          | Producción y comercialización de biodiesel                                    | Chile             | CLP    | 40,00         | 40,00     |
| Gasoducto del Pacífico (Chile) S.A.     | Transporte de gas natural                                                     | Chile             | USD    | 25,00         | 25,00     |
| Gasoducto del Pacífico (Argentina) S.A. | Transporte de gas natural                                                     | Argentina         | USD    | 22,80         | 22,80     |
| Gasoducto del Pacífico (Cayman) Ltd.    | Inversión y financiamiento en general                                         | I.Cayman          | USD    | 22,80         | 22,80     |
| Geotermica del Norte S.A.               | Exploración y explotación de energía geotérmica                               | Chile             | CLP    | 31,69         | 48,60     |
| GNL Chile S.A.                          | Almacenamiento, procesamiento y regasificación de gas natural                 | Chile             | USD    | 33,33         | 33,33     |
| GNL Quintero S.A.                       | Puesta en marcha de terminal de regasificación de "GNL"                       | Chile             | USD    | 20,00         | 20,00     |
| Golfo Guayaquil Petroenap Cía. de E.    | Desarrollo de las actividades en cualquiera de las fases de la ind. petrolera | Ecuador           | USD    | 40,00         | 40,00     |
| Innergy Holding S.A.                    | Explorar y operar toda clase de redes de transporte de gas natural.           | Chile             | USD    | 25,00         | 25,00     |
| Norgas S.A.                             | Importación, exportación y compra de gas licuado de petróleo y su venta       | Chile             | CLP    | 42,00         | 42,00     |
| Oleoducto Trasandino (Argentina) S.A.   | Construcción y explotación de un oleoducto trasandino Argentina-Chile         | Argentina         | USD    | 35,79         | 35,79     |
| Oleoducto Trasandino (Chile) S.A.       | Construcción y explotación de un oleoducto trasandino Argentina-Chile         | Chile             | CLP    | 35,83         | 35,83     |
| Petropower Energía Ltda.                | Generación de energía y procesamiento de combustibles.                        | Chile             | USD    | 15,00         | 15,00     |
| Sociedad Nacional de Oleoducto S.A.     | Transportar combustibles y sus derivados                                      | Chile             | USD    | 10,06         | 10,06     |

## b) Movimiento de inversiones:

Al 31 de diciembre de 2015

| Sociedades                              | Saldo inicial<br>01.01.2015<br>MUS\$ | Adiciones<br>MUS\$ | Participación en<br>resultado<br>MUS\$ | Dividendos<br>MUS\$ | Diferencia<br>conversión<br>MUS\$ | Otros<br>Incremento<br>(Decremento)<br>MUS\$ | Saldo final<br>31.12.2015<br>MUS\$ |
|-----------------------------------------|--------------------------------------|--------------------|----------------------------------------|---------------------|-----------------------------------|----------------------------------------------|------------------------------------|
| A&C Pipeline Holding                    | 152                                  | -                  | -                                      | -                   | -                                 | -                                            | 152                                |
| Biocomsa S.A.                           | 1                                    | -                  | -                                      | -                   | -                                 | (1)                                          | -                                  |
| Compañía Latinoamericana Petrolera S.A. | 276                                  | -                  | (1)                                    | -                   | (40)                              | -                                            | 235                                |
| Empresa Nacional de Geotermia S.A.      | 1.432                                | -                  | -                                      | -                   | -                                 | -                                            | 1.432                              |
| Forenergy S.A.                          | 165                                  | 86                 | -                                      | -                   | -                                 | (26)                                         | 225                                |
| Gasoducto del Pacífico (Chile) S.A.     | 2.534                                | -                  | 177                                    | -                   | -                                 | -                                            | 2.711                              |
| Gasoducto del Pacífico (Argentina) S.A. | 8.116                                | -                  | 221                                    | (1.455)             | -                                 | -                                            | 6.882                              |
| Gasoducto del Pacífico (Cayman) Ltd.    | 1                                    | -                  | (1)                                    | -                   | -                                 | 1                                            | 1                                  |
| Geotérmica del Norte S.A.               | 49.716                               | 20.000             | -                                      | -                   | -                                 | -                                            | 69.716                             |
| GNL Chile S.A.                          | 2.994                                | -                  | 757                                    | -                   | -                                 | -                                            | 3.751                              |
| GNL Quintero S.A.                       | 25.027                               | -                  | 6.926                                  | (7.809)             | -                                 | -                                            | 24.144                             |
| Golfo Guayaquil Petroenap               |                                      |                    |                                        |                     |                                   |                                              |                                    |
| Compañía de Economía Mixta              | 10                                   | -                  | -                                      | -                   | -                                 | -                                            | 10                                 |
| Innergy Holding S.A.                    | 4.553                                | -                  | 499                                    | -                   | -                                 | -                                            | 5.052                              |
| Norgas S.A.                             | 2.426                                | -                  | -                                      | (242)               | -                                 | -                                            | 2.184                              |
| Oleoducto Trasandino (Argentina) S.A.   | 2.649                                | -                  | (6)                                    | -                   | -                                 | -                                            | 2.643                              |
| Oleoducto Trasandino (Chile) S.A.       | 3.418                                | -                  | 44                                     | (693)               | -                                 | -                                            | 2.769                              |
| Petropower Energía Ltda.                | 11.555                               | -                  | 3.001                                  | -                   | -                                 | 90                                           | 14.646                             |
| Sociedad Nacional de Oleoducto S.A.     | 11.897                               | -                  | 3.244                                  | (2.978)             | (1.998)                           | -                                            | 10.165                             |
| Totales                                 | 126.922                              | 20.086             | 14.861                                 | (13.177)            | (2.038)                           | 64                                           | 146.718                            |

Al 31 de diciembre de 2014

| Sociedades                              | Saldo inicial<br>01.01.2014<br>MUS\$ | Adiciones<br>MUS\$ | Participación en<br>resultado<br>MUS\$ | Dividendos<br>MUS\$ | Diferencia<br>conversión<br>MUS\$ | Otros<br>Incremento<br>(Decremento)<br>MUS\$ | Saldo final<br>31.12.2014<br>MUS\$ |
|-----------------------------------------|--------------------------------------|--------------------|----------------------------------------|---------------------|-----------------------------------|----------------------------------------------|------------------------------------|
| A&C Pipeline Holding                    | 152                                  | -                  | -                                      | -                   | -                                 | -                                            | 152                                |
| Biocomsa S.A.                           | -                                    | -                  | 88                                     | -                   | (12)                              | (75)                                         | 1                                  |
| Compañía Latinoamericana Petrolera S.A. | 322                                  | -                  | (2)                                    | -                   | (44)                              | -                                            | 276                                |
| Empresa Nacional de Geotermia S.A.      | 2.411                                | -                  | (979)                                  | -                   | -                                 | -                                            | 1.432                              |
| Forenergy S.A.                          | 191                                  | -                  | -                                      | -                   | -                                 | (26)                                         | 165                                |
| Gasoducto del Pacífico (Chile) S.A.     | 1                                    | -                  | 3.888                                  | -                   | -                                 | (1.355)                                      | 2.534                              |
| Gasoducto del Pacífico (Argentina) S.A. | 9.160                                | -                  | 552                                    | (1.596)             | -                                 | -                                            | 8.116                              |
| Gasoducto del Pacífico (Cayman) Ltda.   | 1                                    | -                  | -                                      | -                   | -                                 | -                                            | 1                                  |
| Geotérmica del Norte S.A.               | 50.133                               | -                  | (417)                                  | -                   | -                                 | -                                            | 49.716                             |
| GNL Chile S.A.                          | 1.065                                | -                  | 1.929                                  | -                   | -                                 | -                                            | 2.994                              |
| GNL Quintero S.A.                       | 9.128                                | -                  | 6.216                                  | (13.915)            | -                                 | 23.598                                       | 25.027                             |
| Golfo Guayaquil Petroenap               |                                      |                    |                                        |                     |                                   |                                              |                                    |
| Compañía de Economía Mixta              | 10                                   | -                  | -                                      | -                   | -                                 | -                                            | 10                                 |
| Innergy Holding S.A.                    | 2.164                                | -                  | 2.045                                  | -                   | -                                 | 344                                          | 4.553                              |
| Norgas S.A.                             | 3.230                                | -                  | (150)                                  | (162)               | (423)                             | (69)                                         | 2.426                              |
| Oleoducto Trasandino (Argentina) S.A.   | 2.701                                | -                  | (52)                                   | -                   | -                                 | -                                            | 2.649                              |
| Oleoducto Trasandino (Chile) S.A.       | 3.763                                | -                  | 308                                    | (653)               | -                                 | -                                            | 3.418                              |
| Petropower Energía Ltda.                | 17.351                               | -                  | 1.710                                  | (3.822)             | -                                 | (3.684)                                      | 11.555                             |
| Sociedad Nacional de Oleoducto S.A.     | 15.245                               | -                  | 3.549                                  | (3.327)             | (2.126)                           | (1.444)                                      | 11.897                             |
| Totales                                 | 117.028                              | -                  | 18.685                                 | (23.475)            | (2.605)                           | 17.289                                       | 126.922                            |

### c) Información adicional de las inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación.

#### Valor Razonable

Ninguna de las inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación tiene precios de cotización públicos por lo que no se revela su valor razonable.

#### Participaciones menores al 20% en Sociedad Nacional de Oleoductos S.A. y Petropower Energía Ltda.

El Grupo ENAP ejerce influencia significativa en Sociedad Nacional de Oleoductos S.A. a pesar de tener una participación porcentual menor al 20%, debido a la existencia de transacciones de importancia relativa entre el inversor y la participada, además de participar en las decisiones comerciales y financieras. Igual situación se presenta en Petropower Energía Ltda. que siendo la participación menor al 20%, el Grupo ENAP posee influencia significativa sobre esta inversión, dado los contratos y acuerdos comerciales existentes.

#### Inversiones en MUS\$ 1

La participación en Gasoducto del Pacífico Cayman Ltd. se presenta a MUS\$ 1 ya que a la fecha de cierre mantienen déficit de patrimonio.

#### Cambios y/o modificación de la participación en asociadas

- En el ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2015, se han presentado los siguientes cambios o modificaciones en las participaciones:

En Geotérmica del Norte S.A. durante el mes de marzo de 2015 se realizaron aportes de capital por un total de MUS\$20.000, correspondiente a 8.933.986.623 acciones, ENAP no participó de los posteriores aumentos de capital del año 2015, disminuyendo su participación a un 31,69%.

En Junta Extraordinaria de Accionistas de la sociedad “Consorcio Tecnológico de Biocombustibles S.A. (Biocomsa S.A.)”, celebrada el 28 de octubre de 2015, se acordó en forma unánime, su disolución anticipada y liquidación en conformidad al Art. 103 N° 3 de la Ley N° 18.046. Publicada en Diario Oficial con fecha 17 de noviembre de 2015.

En la sociedad Forenergy S.A. durante el mes de diciembre de 2015, Enap Refinerías S.A. realizó un aporte de capital por un total de M\$ 60.000, correspondiente su participación accionaria del 40%.

- En el ejercicio 2014 no se realizaron cambios o modificaciones en las participaciones.

### d) Detalle de información financiera

El resumen de los estados financieros de las sociedades coligadas con influencia significativa es el siguiente:

| Estado de situación financiera | 31.12.2015 | 31.12.2014 |                                 | 31.12.2015 | 31.12.2014 |
|--------------------------------|------------|------------|---------------------------------|------------|------------|
|                                | MUS\$      | MUS\$      |                                 | MUS\$      | MUS\$      |
| Total activos corrientes       | 457.746    | 476.725    | Total pasivos corrientes        | 245.785    | 299.621    |
| Total activos no corrientes    | 1.555.707  | 1.561.512  | Total pasivos no corrientes     | 1.244.263  | 1.215.877  |
|                                |            |            | Patrimonio neto                 | 523.405    | 522.739    |
| Total activos                  | 2.013.453  | 2.038.237  | Total pasivos y patrimonio neto | 2.013.453  | 2.038.237  |

| Estado de resultados integrales                  | 31.12.2015  | 31.12.2014  |
|--------------------------------------------------|-------------|-------------|
|                                                  | MUS\$       | MUS\$       |
| Total ingresos de actividades ordinarias y otros | 1.352.761   | 1.347.409   |
| Total costos de ventas, gastos y otros           | (1.256.209) | (1.232.753) |
| Resultado del ejercicio                          | 96.552      | 114.656     |

## 15. PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO

A continuación se presentan los movimientos de los rubros de propiedades, planta y equipo al 31 de diciembre de 2015 y 31 de diciembre de 2014:

| Período Actual                                     | Terrenos<br>MUS\$ | Edificios<br>MUS\$ | Planta y<br>equipos<br>MUS\$ | Instala-<br>ciones<br>MUS\$ | Construc-<br>ción<br>en curso<br>MUS\$ | Inversión<br>en E&P<br>MUS\$ | Otros<br>MUS\$ | Total<br>MUS\$   |
|----------------------------------------------------|-------------------|--------------------|------------------------------|-----------------------------|----------------------------------------|------------------------------|----------------|------------------|
| Saldo inicial al 01 de enero de 2015               | 230.342           | 11.682             | 1.325.632                    | 50.317                      | 143.561                                | 924.784                      | 49.579         | 2.735.897        |
| Adiciones                                          | -                 | 726                | 95.031                       | 164                         | 123.039                                | 362.015                      | 9.014          | 589.989          |
| Resultado por campañas exploratorias y pozos secos | -                 | -                  | -                            | -                           | -                                      | (44.983)                     | -              | (44.983)         |
| Castigos y bajas                                   | -                 | -                  | (3.566)                      | -                           | (521)                                  | (263)                        | (257)          | (4.607)          |
| Deterioros                                         | -                 | -                  | -                            | -                           | -                                      | (20.900)                     | -              | (20.900)         |
| Gasto por depreciación                             | -                 | (1.254)            | (194.888)                    | (6.484)                     | -                                      | (176.976)                    | (12.817)       | (392.419)        |
| Estudios geológicos y costos no absorbidos         | -                 | -                  | -                            | -                           | -                                      | (6.322)                      | -              | (6.322)          |
| Transferencias                                     | -                 | 56                 | 74.908                       | 10.494                      | (90.235)                               | -                            | 4.777          | -                |
| Otros incrementos (decrementos)                    | -                 | -                  | (51.075)                     | -                           | -                                      | (7.919)                      | -              | (58.994)         |
| Cambios, total                                     | -                 | (472)              | (79.590)                     | 4.174                       | 32.283                                 | 104.652                      | 717            | 61.764           |
| Saldo final al 31 de diciembre de 2015             | <u>230.342</u>    | <u>11.210</u>      | <u>1.246.042</u>             | <u>54.491</u>               | <u>175.844</u>                         | <u>1.029.436</u>             | <u>50.296</u>  | <u>2.797.661</u> |

| Año Anterior                                       | Terrenos<br>MUS\$ | Edificios<br>MUS\$ | Planta y<br>equipos<br>MUS\$ | Instala-<br>ciones<br>MUS\$ | Construc-<br>ción<br>en curso<br>MUS\$ | Inversión<br>en E&P<br>MUS\$ | Otros<br>MUS\$ | Total<br>MUS\$   |
|----------------------------------------------------|-------------------|--------------------|------------------------------|-----------------------------|----------------------------------------|------------------------------|----------------|------------------|
| Saldo inicial al 01 de enero de 2014               | 230.342           | 13.032             | 1.395.464                    | 50.200                      | 117.997                                | 730.785                      | 82.165         | 2.619.985        |
| Adiciones                                          | -                 | 59                 | 53.468                       | 1.763                       | 64.603                                 | 399.840                      | 5.531          | 525.264          |
| Resultado por campañas exploratorias y pozos secos | -                 | -                  | -                            | -                           | -                                      | (13.072)                     | -              | (13.072)         |
| Castigos y bajas                                   | -                 | -                  | (315)                        | -                           | (222)                                  | -                            | (148)          | (685)            |
| Gasto por depreciación                             | -                 | (1.409)            | (185.388)                    | (5.600)                     | -                                      | (168.490)                    | (11.677)       | (372.564)        |
| Estudios geológicos y costos no absorbidos         | -                 | -                  | -                            | -                           | -                                      | (7.107)                      | -              | (7.107)          |
| Transferencias                                     | -                 | -                  | 62.403                       | 3.954                       | (38.817)                               | (3.815)                      | (23.725)       | -                |
| Otros incrementos (decrementos)                    | -                 | -                  | -                            | -                           | -                                      | (13.357)                     | (2.567)        | (15.924)         |
| Cambios, total                                     | -                 | (1.350)            | (69.832)                     | 117                         | 25.564                                 | 193.999                      | (32.586)       | 115.912          |
| Saldo final al 31 de diciembre de 2014             | <u>230.342</u>    | <u>11.682</u>      | <u>1.325.632</u>             | <u>50.317</u>               | <u>143.561</u>                         | <u>924.784</u>               | <u>49.579</u>  | <u>2.735.897</u> |

A continuación se presentan los saldos del rubro al 31 de diciembre de 2015 y 31 de diciembre de 2014:

| Propiedades, Planta y Equipo, Bruto           | 31.12.2015<br>MUS\$ | 31.12.2014<br>MUS\$ |
|-----------------------------------------------|---------------------|---------------------|
| Terrenos                                      | 230.342             | 230.342             |
| Edificios                                     | 68.926              | 68.144              |
| Planta y equipos                              | 3.130.093           | 3.014.795           |
| Instalaciones                                 | 124.424             | 113.766             |
| Construcción en curso                         | 175.844             | 143.561             |
| Inversiones en E&P (Exploración y Producción) | 4.183.705           | 3.901.921           |
| Otros                                         | 168.690             | 155.517             |
| Totales                                       | <u>8.082.024</u>    | <u>7.628.046</u>    |

| <b>Propiedades, Planta y Equipo, Depreciación Acumulada</b> | <b>31.12.2015</b> | <b>31.12.2014</b> |
|-------------------------------------------------------------|-------------------|-------------------|
|                                                             | MUS\$             | MUS\$             |
| Edificios                                                   | 57.716            | 56.462            |
| Planta y equipos                                            | 1.884.051         | 1.689.163         |
| Instalaciones                                               | 69.933            | 63.449            |
| Inversiones en E&P (Exploración y Producción)               | 3.154.269         | 2.977.137         |
| Otros                                                       | 118.394           | 105.938           |
| <b>Totales</b>                                              | <b>5.284.363</b>  | <b>4.892.149</b>  |

| <b>Propiedades, Planta y Equipo, Neto</b>     | <b>31.12.2015</b> | <b>31.12.2014</b> |
|-----------------------------------------------|-------------------|-------------------|
|                                               | MUS\$             | MUS\$             |
| Terrenos                                      | 230.342           | 230.342           |
| Edificios                                     | 11.210            | 11.682            |
| Planta y equipos                              | 1.246.042         | 1.325.632         |
| Instalaciones                                 | 54.491            | 50.317            |
| Construcción en curso                         | 175.844           | 143.561           |
| Inversiones en E&P (Exploración y Producción) | 1.029.436         | 924.784           |
| Otros                                         | 50.296            | 49.579            |
| <b>Totales</b>                                | <b>2.797.661</b>  | <b>2.735.897</b>  |

No existen bienes correspondientes al activo fijo entregados en garantía, ya sea hipotecas o prendas.

#### Información adicional

**a) Construcción en curso:** Las construcciones en curso al 31 de diciembre de 2015 corresponden principalmente a obras de adecuación de planta para refinación de crudos pesados en refinería Biobío, construcción de Planta Cogeneradora en Refinería Aconcagua y mantención de estanques y ductos.

**b) Activos en leasing:** En el rubro Otros de Propiedades, Planta y Equipo se incluyen los siguientes activos adquiridos bajo la modalidad de leasing financiero:

Oficinas corporativas adquiridas mediante un contrato de leasing con opción de compra con el Banco Santander (Chile), el valor neto asciende a MUS\$ 13.097 al 31 de diciembre de 2015 y MUS\$ 13.418 al 31 de diciembre de 2014. Este contrato tiene vencimientos mensuales y finaliza en agosto de 2018.

**c) Costos de desmantelamiento, retiro o rehabilitación:** El Grupo ENAP como parte de sus costos de activo fijo mantiene activado gastos de desmantelamiento de plataformas y campos petroleros, por un monto neto al 31 de diciembre de 2015 de MUS\$ 10.844 y al 31 de diciembre de 2014 de MUS\$ 12.005.

**d) Capitalización de intereses:** El Grupo ENAP durante el ejercicio a diciembre de 2015 y 2014 no ha activado intereses.

**e) Seguros:** El Grupo ENAP tiene formalizadas pólizas de seguros para cubrir los posibles riesgos a que están sujetos los diversos elementos de propiedad, planta y equipo, así como las posibles reclamaciones que se le puedan presentar por el ejercicio de su actividad, dichas pólizas cubren de manera suficiente los riesgos a los que están sometidos. Adicionalmente, está cubierta la pérdida de beneficios que podría ocurrir como consecuencia de una paralización.

**f) Costo por depreciación :** El cargo a resultados por concepto de depreciación del ejercicio incluido en los costos de explotación, distribución y gastos de administración es el siguiente:

|                             | 31.12.2015<br>MUS\$ | 31.12.2014<br>MUS\$ |
|-----------------------------|---------------------|---------------------|
| En costos de venta          | 378.928             | 365.537             |
| En costos de distribución   | 11.935              | 4.953               |
| En gastos de administración | 1.556               | 2.074               |
| Totales                     | 392.419             | 372.564             |

**g) Deterioro activos:** ver nota 16.

**h) Otros incrementos (decrementos):** Al 31 de diciembre de 2015 se incluyen en rubro Plantas y equipos principalmente, provisiones adicionales de materiales y repuestos, y en rubro Inversiones en E&P se incluye la cesión del 12% de la participación en el área Pampa del Castillo a Petro Minera Chubut S.E. como parte del acuerdo por la extensión del área, con la provincia de Chubut por 10 años (hasta noviembre 2026), extensible 20 años. El monto de la cesión ascendente a MUS\$ 7.919 se presenta formando parte del rubro Otras ganancias (pérdidas) del estado de resultados.

### Inversiones en exploración y producción

El detalle de las inversiones en exploración y producción a través de la filial Enap Sipetrol S.A., al 31 de diciembre de 2015 y 31 de diciembre de 2014, es el siguiente:

| Operaciones Conjuntas                  | Porcentaje de participación |                     | Inversión neta antes de deterioro operaciones conjuntas |                     | Menos: pérdidas por deterioro |                     | Inversión neta operaciones conjuntas |                     |
|----------------------------------------|-----------------------------|---------------------|---------------------------------------------------------|---------------------|-------------------------------|---------------------|--------------------------------------|---------------------|
|                                        | 31.12.2015<br>MUS\$         | 31.12.2014<br>MUS\$ | 31.12.2015<br>MUS\$                                     | 31.12.2014<br>MUS\$ | 31.12.2015<br>MUS\$           | 31.12.2014<br>MUS\$ | 31.12.2015<br>MUS\$                  | 31.12.2014<br>MUS\$ |
| <b>a. Explotación</b>                  |                             |                     |                                                         |                     |                               |                     |                                      |                     |
| Área Magallanes (*)                    | 50,00                       | 50,00               | 179.633                                                 | 186.027             | -                             | -                   | 179.633                              | 186.027             |
| Campamento Central Cañadón Perdido (*) | 50,00                       | 50,00               | 95.536                                                  | 93.487              | 20.900                        | -                   | 74.636                               | 93.487              |
| Cam 2A Sur (*)                         | 50,00                       | 50,00               | 110                                                     | 106                 | -                             | -                   | 110                                  | 106                 |
| East Rast Qattara (*)                  | 50,50                       | 50,50               | 27.834                                                  | 30.283              | -                             | -                   | 27.834                               | 30.283              |
| <b>b. Exploración</b>                  |                             |                     |                                                         |                     |                               |                     |                                      |                     |
| E2 (ex CAM3 y CAM1) (*)                | 33,33                       | 33,33               | -                                                       | -                   | -                             | -                   | -                                    | -                   |
| La Invernada (*)                       | 50,00                       | 50,00               | -                                                       | -                   | -                             | -                   | -                                    | -                   |
| Bloque 2 - Rommana (*)                 | 40,00                       | 40,00               | 8.571                                                   | 8.571               | 8.447                         | 8.447               | 124                                  | 124                 |
| Bloque 8 - Sidi Abd El Rahman (*)      | 30,00                       | 30,00               | -                                                       | -                   | -                             | -                   | -                                    | -                   |
| Bloque Mehr (*)                        | 33,00                       | 33,00               | 27.262                                                  | 27.262              | 27.262                        | 27.262              | -                                    | -                   |
| Totales                                |                             |                     | 338.946                                                 | 345.736             | 56.609                        | 35.709              | 282.337                              | 310.027             |
|                                        |                             |                     |                                                         |                     |                               |                     |                                      |                     |
| Otros Negocios                         |                             |                     | Inversión neta antes de deterioro otros negocios        |                     | Menos: Pérdidas por deterioro |                     | Inversión neta otros negocios        |                     |
|                                        | 31.12.2015<br>MUS\$         | 31.12.2014<br>MUS\$ | 31.12.2015<br>MUS\$                                     | 31.12.2014<br>MUS\$ | 31.12.2015<br>MUS\$           | 31.12.2014<br>MUS\$ | 31.12.2015<br>MUS\$                  | 31.12.2014<br>MUS\$ |
| Pampa el Castillo (*)                  |                             |                     | 65.674                                                  | 98.667              | -                             | -                   | 65.674                               | 98.667              |
| Paraíso, Biguno, Huachito (*)          |                             |                     | 70.674                                                  | 36.799              | -                             | -                   | 70.674                               | 36.799              |
| Mauro Dávalos Cordero (*)              |                             |                     | 68.904                                                  | 73.936              | -                             | -                   | 68.904                               | 73.936              |
| Intracampos (*)                        |                             |                     | 2.792                                                   | 16.840              | -                             | -                   | 2.792                                | 16.840              |
| Totales                                |                             |                     | 208.044                                                 | 226.242             | -                             | -                   | 208.044                              | 226.242             |

(\*) La explicación y estado de cada uno de los proyectos se encuentra en Nota 17 y 18.

## 16. PÉRDIDAS POR DETERIORO Y PROVISIONES

### i) Deterioro Activos

Al 31 de diciembre de 2015 y 2014 el detalle es el siguiente:

|                                                | <b>31.12.2015</b> | <b>31.12.2014</b> |
|------------------------------------------------|-------------------|-------------------|
|                                                | MUS\$             | MUS\$             |
| Campamento Central Cañadón Perdido - Argentina | (20.900)          | -                 |
| Totales                                        | (20.900)          | -                 |

De acuerdo a lo establecido por las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF), Enap Sipetrol Argentina S.A. realizó en 2014 un test de deterioro del valor de sus activos, el cual fue llevado a cabo principalmente por la caída del precio internacional de venta del petróleo crudo registrado en el último trimestre de 2014, precios muy inferiores a los originalmente presupuestados. Los resultados del mencionado test no requirieron efectuar un deterioro a los activos en el ejercicio 2014.

Sin embargo, dada la profundización del escenario de bajos precios internacionales del petróleo crudo registrado durante 2015, en línea con lo que han venido realizando las empresas de la industria petrolera principalmente en la Cuenca del Golfo de San Jorge en Chubut, Argentina, donde se produce petróleo crudo Escalante que se comercializa a precios internacionales, se ha completado un nuevo test de deterioro sobre las partidas de activos incluidas en su balance. Los resultados obtenidos, implican una pérdida financiera para Enap Sipetrol Argentina S.A. de US\$ 20,9 millones, constituida por deterioros en los montos correspondientes a propiedades, plantas y equipos específicamente del Yacimiento Campamento Central Cañadón Perdido. Por consiguiente, el efecto negativo en los resultados del Grupo de Empresas ENAP al 31 de diciembre de 2015 asciende a US\$20,9 millones.

Dicho efecto contable extraordinario no implica salida de caja. En el futuro, dependiendo de la evolución de los precios internacionales del petróleo crudo, de los costos operacionales o de otros factores críticos, podría ser necesaria la realización de nuevos estudios conducentes a determinar el valor económico de los activos de Enap Sipetrol Argentina S.A. Los resultados de estos análisis podrían generar la necesidad de reconocer pérdidas adicionales, o bien de revertir en parte las pérdidas generadas en el presente año por concepto de deterioro.

### ii) Provisión

#### a) Pozos secos

Al 31 de diciembre de 2015 y 2014 el detalle es el siguiente:

|                                   | <b>31.12.2015</b> | <b>31.12.2014</b> |
|-----------------------------------|-------------------|-------------------|
|                                   | MUS\$             | MUS\$             |
| Pozo seco Inchi-Copalco - Ecuador | -                 | 3.397             |
| Pozo seco Copal - Ecuador (1)     | 7.085             | (6.999)           |
| Pozo BV A-571 - Argentina         | (1.650)           | -                 |
| Totales                           | 5.435             | (3.602)           |

(1) La campaña exploratoria del año 2015 generó la posibilidad de hacer el pozo comercialmente explotable por lo cual se reversó la provisión previamente constituida.

## b) Bloque Mehr

En el rubro Inversiones en Exploración y Producción se presenta un decremento relacionado con la inversión realizada en el bloque Mehr, Irán.

A través de su filial Sipetrol Internacional S.A., ENAP participa en un consorcio integrado por ésta, Repsol S.A. (España) y OMV (Austria), siendo esta última la empresa operadora. Entre los años 2001 y 2007 el consorcio realizó trabajos de exploración en el referido bloque de acuerdo a un contrato con la empresa estatal iraní National Iranian Oil Company (“NIOC”). Sin embargo, al final del período de exploración, no fue posible establecer un acuerdo con NIOC respecto de un plan de desarrollo para la explotación de las reservas descubiertas por el consorcio (yacimiento Band-e-Karkheh).

En consecuencia, el 24 de enero de 2009 OMV, en su calidad de operador del bloque, notificó al Director de Exploración de NIOC la decisión unánime del consorcio de no continuar con las negociaciones relativas al desarrollo del yacimiento. Considerando que se ha dado cumplimiento a las obligaciones contractuales, se comunicó también a NIOC la activación de la cláusula que da derecho al consorcio a recuperar los gastos de exploración y a la obtención de una tarifa de servicio (Remuneration Fee), conforme a los términos establecidos en el Contrato de Servicios de Exploración suscrito entre las partes.

Con fecha 21 de octubre de 2010, NIOC informó al operador del bloque (OMV) la aceptación de los gastos exploratorios incurridos por el Consorcio.

No obstante lo señalado en el párrafo anterior, y tomando en cuenta el juicio y estimaciones de la administración, la filial Sipetrol Internacional S.A., constituyó en diciembre del 2008 una provisión por el 100% del valor de la inversión neta realizada durante los trabajos de exploración, ascendiente a MUS\$ 27.262.

Actualmente el Consorcio continúa gestionando ante NIOC la devolución de los gastos exploratorios invertidos, así como el pago de la tarifa por los servicios de exploración.

Fuera de las gestiones para la recuperación de la cuenta por cobrar a NIOC, desde el año 2008 el consorcio no realiza actividades operacionales o comerciales en el Bloque Mehr ni en Irán.

## iii) Abandono de pozos secos exploratorios sin reservas comercialmente explotables

En el rubro Inversiones en Exploración y Producción de propiedades, planta y equipo se presentan las disminuciones por abandono de pozos secos exploratorios sin reservas comercialmente explotables, según el siguiente detalle:

|                                                    | 31.12.2015<br>MUS\$ | 31.12.2014<br>MUS\$ |
|----------------------------------------------------|---------------------|---------------------|
| Resultado por campañas exploratorias y pozos secos | 37.534              | 13.072              |
| Totales                                            | 37.534              | 13.072              |

Las partidas señaladas se incluyen en el estado de resultados en el rubro “Otros gastos por función”.

## 17. PARTICIPACIONES EN OPERACIONES CONJUNTOS

A continuación se detallan las principales operaciones de explotación y exploración, controladas conjuntamente a través de las cuales se obtienen ingresos e incurren en gastos.

### a) Explotación

#### (a) Área Magallanes

Con fecha 4 de enero de 1991, Sociedad Internacional Petrolera S.A. (luego de varias transformaciones, hoy Enap Sipetrol Argentina S.A.) y Yacimientos Petrolíferos Fiscales Sociedad del Estado (luego de varias transformaciones,

hoy YPF S.A.) celebraron un contrato de Unión Transitoria de Empresas (UTE), con el objeto de ejecutar trabajos de desarrollo y explotación de hidrocarburos en Área Magallanes, bloque ubicado en la boca oriental del Estrecho de Magallanes, Argentina.

Enap Sipetrol Argentina S.A. como operador de esta concesión, es responsable de ejecutar todas las operaciones y actividades en esta área.

Con fecha 17 de noviembre de 2014, la Empresa, representada por su Gerente General y el presidente y CEO de YPF, firmaron un acuerdo para extender la Unión Transitoria de Empresas (UTE), que ambas compañías comparten en partes iguales en el Área Magallanes, en el sur de Argentina. Este acuerdo, permite extender el plazo de amortización de las reservas probadas.

#### (b) Campamento Central - Cañadón Perdido

En diciembre de 2000, Enap Sipetrol S.A. (luego Enap Sipetrol Argentina S.A.) firmó con YPF S.A. un acuerdo a través del cual este último cede y transfiere a Enap Sipetrol Argentina S.A. el 50% de la concesión que YPF S.A. es titular para la explotación de hidrocarburos sobre las áreas denominadas Campamento Central - Cañadón Perdido, en la provincia de Chubut - República de Argentina, que se rige por la Ley N° 24.145 y sus normas complementarias y reglamentarias, siendo YPF S.A. quien realiza las labores de operador de esta concesión.

Con fecha 17 de noviembre de 2014, YPF S.A. y Enap Sipetrol Argentina S.A. firmaron un acuerdo de prorroga hasta el año 2042.

#### (c) Cam 2A Sur

En decisión administrativa N° 14 del 29 de enero de 1999, se adjudicó en favor de YPF y Enap Sipetrol Argentina S.A. el Permiso de Exploración sobre el Área “Cuenca Austral Marina 2/A SUR” (CAM 2/A SUR). Con fecha 7 de octubre de 2002, Enap Sipetrol Argentina S.A. (Operador) e YPF S.A. celebraron un Acuerdo de Unión Transitoria de Empresas (UTE), ubicada en la Provincia de Tierra del Fuego.

La concesión de explotación tiene un plazo de 25 años (vencimiento 2028), el cual puede ser extendido por un plazo adicional de 10 años.

#### (d) East Rast Qattara

En el marco del proceso de licitación para el año 2002, abierto por la Compañía General Petrolera Egipcia (EGPC) para presentar ofertas para diversos bloques en el Western Desert, la filial Sipetrol International S.A., en conjunto con la empresa australiana Oil Search Ltd., se adjudicó con fecha 16 de abril de 2003, el Bloque East Ras Qattara.

El contrato se firmó el 30 de marzo de 2004 ante el Ministerio de petróleo egipcio, con una participación de Sipetrol International S.A., sucursal Egipto, del 50,5% (Operador) y de Oil Search Ltd., 49,5%.

En Diciembre de 2007, se dio inicio a la etapa de explotación y en Agosto de 2008 la empresa Australiana Oil Search Limited materializó la venta de la totalidad de su participación a Kuwait Energy Company.

### **b) Exploración**

#### (a) E2 (Ex CAM 3 y CAM 1)

El Área CAM-1 (Cuenca Austral Marina 1) fue adjudicada con fecha 4 de septiembre de 2003 a las empresas Enap Sipetrol Argentina S.A. y Repsol-YPF S.A., por la Secretaría de Energía del Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios, quien aceptó la oferta realizada por las empresas durante el Concurso Público Internacional convocado para esta licitación.

El área se encuentra ubicada en el océano Atlántico en la zona austral de Argentina y es contigua a otras concesiones donde actualmente Enap Sipetrol Argentina S.A. explora y produce hidrocarburos.

Enap Sipetrol Argentina S.A. e YPF conformaron una Unión Transitoria de Empresas (UTE), destinada a realizar exploraciones de hidrocarburos en esta área y proceder a su explotación comercial en caso que las exploraciones fueran exitosas.

Durante el mes de octubre de 2005 la Sociedad recibió una comunicación de la Secretaría de Energía, mediante la cual informa a Enap Sipetrol Argentina S.A. que el área de explotación CAM-1 sería registrada a nombre de ENARSA (empresa propiedad del Estado Nacional). Esto último sustentado en el hecho que el área había sido adjudicada a Enap Sipetrol Argentina S.A. e YPF S.A. durante el año 2003 por la Secretaría de Energía, pero que se encontraba pendiente la decisión administrativa del Poder Ejecutivo Nacional que la aprobará.

Con fecha 26 de septiembre de 2006, se suscribió un convenio de asociación entre ENARSA, Enap Sipetrol Argentina S.A. e YPF S.A. mediante el cual las partes acordaron suscribir un contrato de UTE, cuya participación de cada uno es de un 33,33%. ENARSA, como titular del área CAM 1 (en adelante E2), aporta este bloque y Enap Sipetrol Argentina S.A., en conjunto con YPF S.A., aportan el bloque CAM 3. Formalmente Enap Sipetrol y Repsol YPF revirtieron el bloque CAM 3 a la Secretaría de Energía para su posterior adjudicación por parte de ésta al nuevo consorcio.

En el marco del convenio celebrado entre ENARSA, YPF S.A. y Enap Sipetrol Argentina S.A. para la exploración, desarrollo y eventual explotación conjunta de la nueva área E2, la Secretaría de Energía aceptó transferir a ENARSA el área CAM-3, la cual junto con la ex área CAM-1 integra la mencionada área E2, objeto del convenio. Asimismo, la Secretaría de Energía aceptó compensar las inversiones pendientes comprometidas en el área CAM-3 con el compromiso de perforar un segundo pozo de exploración dentro de la nueva área E2.

Las partes suscribieron con fecha 31 de marzo de 2008, el Contrato de Unión Transitoria de Empresas para la Exploración y Explotación de Hidrocarburos en el Área E2, a fin de regular los derechos y obligaciones entre Enap Sipetrol Argentina S.A., YPF S.A. y Energía Argentina S.A. (ENARSA) en su calidad de socios y coparticipes en la exploración y explotación del área E2. Dicho contrato de Unión Transitoria de Empresas fue inscrito con fecha 17 de abril de 2008 ante la Inspección General de Justicia bajo el N°63, Libro 2 de Contratos de Colaboración de Empresas. El permiso de exploración finaliza su tercer período en el 2018, que puede ser extendido por un plazo adicional de 5 años.

#### (b) Bloque Mehr - Iran

En el año 2001, Enap a través de su filial Sipetrol International S.A., adquirió el 33% de participación en el Contrato de Servicios de Exploración del Bloque Mehr ubicado en Irán, en sociedad con las empresas Repsol S.A. y OMV, siendo esta última su operadora.

Con fecha 30 de junio de 2007, National Iranian Oil Company (NIOC) declaró la comercialidad de un descubrimiento efectuado en el Bloque denominado Band-e-Karkheh, lo que dio inicio a la negociación del plan de desarrollo y contrato respectivo. En diciembre de 2008, al no ser económicamente viable para las empresas los términos y condiciones del plan de desarrollo negociadas con la NIOC, se decidió unánimemente no continuar con la etapa de desarrollo del descubrimiento pero reservándose el derecho a exigir reembolso de los gastos incurridos en la etapa de exploración más una tarifa por los servicios, conforme lo establece el contrato de servicios de exploración.

Tal como se señala en Nota 16. ii), la devolución de los gastos exploratorios invertidos, así como el pago de una tarifa por los servicios de exploración asociados a Bloque Mehr aún no se ha materializado, por lo cual se encuentran provisionados en un 100%.

Fuera de las gestiones para la recuperación de la cuenta por cobrar a NIOC, desde el año 2008 el consorcio no realiza actividades operacionales o comerciales en el Bloque Mehr ni en Irán.

A continuación se detallan los activos y pasivos de cada uno de las operaciones conjuntas:

| Operaciones conjuntas                  | Activos corrientes<br>en operaciones conjuntas |               | Activos no corrientes<br>en operaciones conjuntas |                | Pasivos corrientes<br>en operaciones conjuntas |               | Pasivos no corrientes<br>en operaciones conjuntas |                |
|----------------------------------------|------------------------------------------------|---------------|---------------------------------------------------|----------------|------------------------------------------------|---------------|---------------------------------------------------|----------------|
|                                        | 31.12.2015                                     | 31.12.2014    | 31.12.2015                                        | 31.12.2014     | 31.12.2015                                     | 31.12.2014    | 31.12.2015                                        | 31.12.2014     |
|                                        | MUS\$                                          | MUS\$         | MUS\$                                             | MUS\$          | MUS\$                                          | MUS\$         | MUS\$                                             | MUS\$          |
| <b>a. Explotación</b>                  |                                                |               |                                                   |                |                                                |               |                                                   |                |
| Área Magallanes (a)                    | 22.367                                         | 32.204        | 197.584                                           | 189.369        | 94.224                                         | 47.838        | 84.238                                            | 105.649        |
| Campamento Central Cañadón Perdido (b) | 13.185                                         | 19.036        | 85.699                                            | 96.542         | 25.129                                         | 34.776        | 14.569                                            | 27.049         |
| Cam 2A Sur (c)                         | 577                                            | 138           | 805                                               | 241            | 11.413                                         | 1.921         | 10.841                                            | 8.581          |
| East Rast Qattara (d)                  | 48.229                                         | 42.983        | 27.841                                            | 28.834         | 8.307                                          | 6.873         | -                                                 | -              |
| <b>b. Exploración</b>                  |                                                |               |                                                   |                |                                                |               |                                                   |                |
| E2 (ex CAM3 y CAM1) (a)                | 58                                             | 29            | 26                                                | 9              | 479                                            | 558           | 30                                                | 31             |
| Bloque 2 - Rommana                     | 191                                            | 129           | 124                                               | 221            | 109                                            | 109           | -                                                 | -              |
| Bloque 8 - Sidi Abd El Rahman          | -                                              | -             | -                                                 | -              | 235                                            | 234           | -                                                 | -              |
| Bloque Mehr (b)                        | -                                              | -             | -                                                 | -              | -                                              | -             | -                                                 | -              |
| <b>Totales</b>                         | <b>84.607</b>                                  | <b>94.519</b> | <b>312.079</b>                                    | <b>315.216</b> | <b>139.896</b>                                 | <b>92.309</b> | <b>109.678</b>                                    | <b>141.310</b> |

A continuación se detallan los ingresos ordinarios, costos de venta y resultados de cada uno de los operaciones conjuntas.

| Operaciones conjuntas                  | Ingresos ordinarios |                | Gastos ordinarios |                | Resultado     |                |
|----------------------------------------|---------------------|----------------|-------------------|----------------|---------------|----------------|
|                                        | 31.12.2015          | 31.12.2014     | 31.12.2015        | 31.12.2014     | 31.12.2015    | 31.12.2014     |
|                                        | MUS\$               | MUS\$          | MUS\$             | MUS\$          | MUS\$         | MUS\$          |
| <b>a. Explotación</b>                  |                     |                |                   |                |               |                |
| Área Magallanes (a)                    | 106.729             | 128.025        | 83.722            | 71.985         | 9.706         | 28.903         |
| Campamento Central Cañadón Perdido (b) | 60.843              | 91.828         | 77.633            | 69.572         | (9.255)       | 10.201         |
| Cam 2A Sur (c)                         | -                   | 310            | 3.450             | 2.532          | (3.160)       | (987)          |
| East Rast Qattara (d)                  | -                   | 129.342        | 113               | 28.735         | (35)          | 95.153         |
| <b>b. Exploración</b>                  |                     |                |                   |                |               |                |
| E2 (ex CAM3 y CAM1) (a)                | -                   | -              | 17                | 164            | (35)          | (91)           |
| Bloque 2 - Rommana                     | 82.593              | -              | 28.209            | (1)            | 50.299        | (9)            |
| Bloque 8 - Sidi Abd El Rahman          | -                   | -              | 1                 | -              | (38)          | -              |
| Bloque Mehr (b)                        | -                   | -              | -                 | -              | -             | -              |
| <b>Totales</b>                         | <b>250.165</b>      | <b>349.505</b> | <b>193.145</b>    | <b>172.987</b> | <b>47.482</b> | <b>133.170</b> |

### c) Acuerdos de operación conjunta de ENAP en Chile:

Bloque Dorado Riquelme:

Con fecha 26 de agosto de 2009, entró en vigencia el Contrato Especial de Operación (CEOP) para la exploración y explotación de yacimiento de hidrocarburos denominado “Bloque Dorado Riquelme”, suscrito entre el Estado de Chile, Methanex Chile S.A. y la Empresa Nacional del Petróleo (ENAP). Asimismo, en mayo del mismo año entró en vigencia el Joint Operating Agreement (JOA) entre las partes para la operación del Bloque Dorado Riquelme, con una participación del 50% para Methanex Chile S.A. y un 50% para ENAP siendo este último el Operador.

En comité de coordinación realizado el día 23 de julio de 2014, se decidió no continuar con la Fase de Exploración, continuando sólo con la Fase de Explotación del bloque.

Al término del mes de diciembre de 2015, la inversión neta acumulada en el CEOP Bloque Dorado Riquelme alcanzó los MMUS\$ 239,1 y producción acumulada de 813,3 millones de metros cúbicos de gas.

## Bloque Lenga

Con fecha 28 de julio de 2008, entró en vigencia el Contrato Especial de Operación (CEOP) para la exploración y explotación de yacimientos de hidrocarburos denominado “Bloque Lenga”, suscrito entre el Estado de Chile, Apache Chile Energía SpA y la Empresa Nacional del Petróleo (ENAP). Posteriormente, con fecha 15 de junio de 2009 se suscribió el Joint Operating Agreement (JOA) entre las partes para la operación del Bloque Lenga, con una participación del 50% para ENAP y un 50% para Apache Chile Energía SpA, siendo este último designado operador del Bloque. A fines del segundo semestre de 2011, Apache Chile Energía SpA, determinó transferir su interés de participación en el CEOP Bloque Lenga a Methanex, y la transferencia del rol de Operador en el CEOP del Bloque Lenga, por parte de Apache Chile Energía SpA a ENAP, fueron aprobados por el Ministerio de Energía y por la Contraloría General de la República de Chile.

A fines de 2014 se envió carta al Sr Ministro de Energía comunicando la decisión del contratista de terminar el contrato con el Estado y devolver el área de explotación de yacimiento del CEOP Bloque Lenga, lo cual fue aceptado con fecha 08 de enero de 2015, dando así término al contrato.

Durante el año 2015 se ha desarrollado el programa de cierre de faenas petroleras del Bloque.

## Bloque Coirón

Con fecha 28 de julio de 2008, entró en vigencia el Contrato Especial de Operación (CEOP) para la exploración y explotación de yacimiento de hidrocarburos denominado “Bloque Coirón” suscrito entre el Estado de Chile en calidad de mandante, y la contratista conformada por Pan American Energy Chile Limitada (PAE) y la Empresa Nacional del Petróleo (ENAP). Posteriormente, con fecha 10 de noviembre de 2008 PAE y ENAP suscribieron el Joint Operating Agreement (JOA) para la operación del Bloque, ambas con 50% de participación, instrumento mediante el cual PAE fue designada Operador del Bloque Coirón.

El 14 de septiembre de 2015 ENAP cedió parte de sus intereses en el CEOP a Conocophillips South America Ventures LTD. (Conocophillips), quedando la participación de los Partícipes en a) PAE, un 50%; b) ENAP, un 45%; y c) Conocophillips UN 5%. Posteriormente, el 17 de septiembre de 2015 ENAP adquirió la totalidad de la participación de PAE en el CEOP, quedando la participación actual de los partícipes en a) ENAP, un 95%; y b) Conocophillips un 5%.

El CEOP Bloque Coirón comprende un plazo máximo de 35 años, contados a partir de la fecha de su entrada en vigencia. Para el año 2016 se ha reformulado el plan, focalizado principalmente en la Zona Glauconítica (Proyecto ZG).

La Inversión en Desarrollo de Proyectos de Explotación efectuada por ENAP, el 31 de diciembre de 2015, es de US\$ 33,8 millones.

## Bloque Caupolicán

Con fecha 28 de abril de 2009 entró en vigencia el Contrato Especial de Operación (CEOP) para la exploración y explotación de yacimiento de hidrocarburos denominado “Bloque Caupolicán”, suscrito entre el Estado de Chile, PetroMagallanes Operaciones Limitada (Operador) y la Empresa Nacional del Petróleo (ENAP). En el mes de marzo de 2012, se formalizó ante el Ministerio de Energía la incorporación al CEOP de la empresa Methanex Chile S.A. con un 20% de participación.

A la fecha la inversión de ENAP para este 2º periodo exploratorio es de US\$11,3 millones, correspondiente al 36% de la inversión total del JV. Para el primer periodo exploratorio, el aporte de ENAP suma un total de US\$11,5 millones.

## Bloque Flamenco

Con fecha 7 de noviembre de 2012 entró en vigencia el Contrato Especial de Operación (CEOP) para la exploración y

explotación de yacimiento de hidrocarburos denominado Bloque Flamenco, suscrito por el Estado de Chile, Geopark TdF (Operador) y la Empresa Nacional del Petróleo (ENAP), ambas con una participación del 50%. Posteriormente, con fecha 3 de diciembre de 2012 se suscribió el Joint Operating Agreement (JOA) entre las partes para la operación del Bloque.

Durante el 2014 se perforaron 6 pozos exploratorios: Tenca x-1, Tagua x-1, Kaum x-1, Chirihue x-1, Cupanaca x-1, Kosphy x-1, en los cuales también se realizó la Terminación de Producción y actualmente se encuentran en proceso de evaluación. Además, se pusieron en producción definitiva los pozos Chercán X-1 (gas), Omeling X-1 (petróleo) y Tenca X-1. También durante este periodo se perforaron los pozos de desarrollo Chercán 2 y Tenca 3, realizando la terminación del primero y quedando pendiente a futuro el segundo.

Además se efectuó el WO de Flamenco 28 y la reintervención del pozo existente Bandurria 12.

En el mes de octubre de 2015 el Operador Geopark propuso al CEOP el paso al segundo periodo exploratorio. ENAP decidió no pasar dado los resultados de los pozos perforados. Durante el mes de noviembre Geopark envió al Ministerio de Energía carta indicando el paso al segundo periodo exploratorio e indicando la decisión de ENAP.

#### Bloque Isla Norte

Con fecha 7 de noviembre de 2012 entró en vigencia el Contrato Especial de Operación (CEOP) para la exploración y explotación de yacimiento de hidrocarburos denominado Bloque Isla Norte, suscrito por el Estado de Chile, Geopark TdF (Operador) con una participación del 60% y la Empresa Nacional del Petróleo (ENAP) con una participación del 40%. Posteriormente, con fecha 3 de diciembre de 2012 se suscribió el Joint Operating Agreement (JOA) entre las partes para la operación del Bloque.

La inversión de ENAP en esta fase es de US\$ 0,8 millones. En agosto de 2015, el Ministerio de Energía aceptó la solicitud del Consorcio respecto de extender el primer periodo exploratorio por un periodo de 18 meses, para poder completar los estudios del bloque. En la actualidad el Operador trabaja en la actualización de los modelos geológicos y geofísicos que permitirán definir con mejor exactitud las nuevas propuestas de pozos.

#### Bloque Campanario

Con fecha 9 de enero de 2013 entró en vigencia el Contrato Especial de Operación (CEOP) para la exploración y explotación de yacimiento de hidrocarburos denominado Bloque Isla Norte, suscrito por el Estado de Chile, Geopark TdF (Operador) con una participación del 50% y la Empresa Nacional del Petróleo (ENAP) con una participación del 50%.

La inversión de ENAP en esta fase es de US\$ 2,9 millones. En agosto de 2015, el Ministerio de Energía aceptó la solicitud del Consorcio respecto de extender el primer periodo exploratorio por un periodo de 18 meses, para poder completar los estudios del bloque. En la actualidad el Operador trabaja en la actualización de los modelos geológicos y geofísicos que permitirán definir con mejor exactitud las nuevas propuestas de pozos.

#### Bloque San Sebastián

Con fecha 4 de enero de 2013 entró en vigencia el Contrato Especial de Operación (CEOP) para la exploración y explotación de yacimiento de hidrocarburos denominado Bloque San Sebastián, suscrito por el Estado de Chile, YPF Tierra del Fuego (Operador) con una participación del 40%, Wintershall con una participación del 10% y la Empresa Nacional del Petróleo (ENAP) con una participación del 50%.

En este CEOP, el socio soporta el 100% de la inversión en el primer periodo de exploración.

Durante el mes de diciembre de 2015 se revisó el estado del proyecto a la fecha y el paso del Consorcio al siguiente periodo. Wintershall y ENAP deciden no pasar al siguiente periodo. YPF continúa al segundo periodo exploratorio con un compromiso mínimo de 1 pozo a perforar durante el 2017 y la terminación de dos pozos perforados durante el 2015.

## Bloque Marazzi – Lago Mercedes

Con fecha 7 de enero de 2013 entró en vigencia el Contrato Especial de Operación (CEOP) para la exploración y explotación de yacimiento de hidrocarburos denominado Bloque San Sebastián, suscrito por el Estado de Chile, YPF Tierra del Fuego (Operador) con una participación del 50% y la Empresa Nacional del Petróleo (ENAP) con una participación del 50%.

En este CEOP, el socio soporta el 100% de la inversión en el primer periodo de exploración.

Durante el mes de diciembre de 2015 se revisó el estado del proyecto a la fecha y el paso del Consorcio al siguiente periodo. YPF y ENAP deciden no continuar al siguiente periodo.

## 18. OTROS NEGOCIOS

A continuación se detallan las principales operaciones para las actividades de explotación.

### **a) Pampa del Castillo - La Guitarra**

Con fecha 25 de septiembre de 2001, Pecom Energía S.A. cedió a Enap Sipetrol Argentina S.A. el 100% de los derechos de la concesión de explotación del área hidrocarburífera denominada Pampa del Castillo - La Guitarra, localizada en la provincia de Chubut, Argentina. Con fecha 15 de Mayo de 2015 se firmó la extensión de la Concesión por otros 10 años, con vigencia hasta noviembre de 2026, y con una opción adicional de prórroga por 20 años más.

### **b) Paraíso, Biguno, Huachito y Mauro Dávalos Cordero e Intracampos**

Con fecha 7 de octubre de 2002, se firmó un contrato de prestación de servicios con la Empresa de Petróleos del Ecuador - PETROECUADOR y su filial la Empresa Estatal de Exploración y Producción de Petróleos del Ecuador - Petroproducción, para explotar y desarrollar los campos Paraíso, Biguno, Huachito (PBH) y Mauro Dávalos Cordero (MDC), ubicados en la cuenca oriente del Ecuador. Por medio de este contrato de Servicios Específicos, la Sociedad se comprometió a realizar las inversiones para el desarrollo de los campos por un valor estimado de MUS\$ 90.000, que consideraban la perforación de 16 pozos (9 en PBH y 7 en MDC), la construcción de una estación de producción en MDC, adecuación de facilidades y un campamento. A la vez, adquirió el derecho de explotación y operación, asumiendo el 100% de los costos de operación y administración de los campos.

Con fecha 8 de agosto de 2006, se suscribió un contrato modificatorio al contrato del campo MDC, celebrado con PETROECUADOR, mediante el cual SIPEC se comprometió a ampliar el programa de inversiones que contempla la perforación de 7 pozos y ampliar las instalaciones de producción. Con estos nuevos pozos se certificarán reservas adicionales que permitirán incrementar las reservas actuales de 31,6 a 57,0 millones de barriles de petróleo crudo.

Los referidos contratos establecieron que Enap Sipetrol S.A. podía explotar un máximo de 57 millones de barriles en MDC y 20.1 millones de barriles en PBH.

Con fecha 27 de julio de 2010 se promulgó en Ecuador, la Ley Reformatoria a la Ley de Hidrocarburos y a la Ley de Régimen Tributario Interno, en la que en su Disposición Transitoria Primera se establece que los contratos existentes, incluidos MDC y PBH deben modificarse y adoptar el modelo reformado de prestación de servicios para exploración y explotación de hidrocarburos, contemplado en el Art. 16 de la Ley de Hidrocarburos en un plazo de 180 días.

Siguiendo lo dispuesto en la Disposición Transitoria Primera, antes citada, Enap Sipetrol S.A. inició un proceso de renegociación de los contratos de MDC y PBH que culminó el 23 de Noviembre de 2010 con la suscripción de 2 Contratos Modificatorios a los Contratos de Prestación de Servicio para la Exploración y Explotación de Hidrocarburos (Petróleo Crudo) en los Bloques Mauro Dávalos Cordero (MDC) y Paraíso, Biguno, Huachito e

Intracampos (PBHI) de la Región Amazónica Ecuatoriana.

De conformidad con las disposiciones legales vigentes, dichos Contratos Modificatorios fueron inscritos en la Secretaría de Hidrocarburos con fecha 15 de diciembre de 2010 y la fecha en que dicha modificación contractual entró en vigencia es el 1 de enero de 2011. Por consiguiente los términos contractuales de los contratos suscritos el 7 de octubre de 2002 tiene vigencia hasta el 2010 y los términos contractuales de los Contratos Modificatorios rigen a partir del 1 de enero de 2011, con una vigencia de 15 años.

Con fecha abril de 2015 la Empresa firmó dos contratos con Gobierno del Ecuador, el primer contrato corresponde a una extensión de la vigencia del Bloque Paraíso Biguno Huachito e Intracampos (PBHI) hasta el año 2034, otorgada por el gobierno ecuatoriano. Y el segundo contrato, suscrito en la forma de Consorcio, conformado por ENAP SIPEC, la petrolera estatal ecuatoriana Petroamazonas y Belorusneft, otorga el derecho a ENAP SIPEC a realizar como operador, actividades exploratorias de manera secuencial, es decir, a ir comprometiendo más inversiones en función de los resultados que se vayan obteniendo.

### c) Bloque 3 Jambelí

Con fecha 3 de octubre de 2011, Enap Sipetrol S.A. (sucursal Ecuador) y la Secretaria de Hidrocarburos del Ecuador, suscribieron un contrato de prestación de servicios para la exploración y explotación de hidrocarburos (petróleo-crudo) en el “Bloque 3 Jambelí”, ubicado en el Golfo de Guayaquil.

Durante el 2012 en el Bloque 3J se cumplieron los compromisos contractuales de reprocesamiento de sísmica existente, así como de permisología en preparación para la adquisición de sísmica 2D offshore.

El 8 de mayo de 2013 inició la adquisición sísmica 2D off-shore con empresa rusa Sevmorgeo. El 31 de mayo concluyó primera etapa de adquisición sísmica (avance del 35%; 130.5Km). Durante la segunda semana de diciembre concluyó el programa de adquisición sísmica 2D (518 km vs 500 km programados) y con ello se dio cumplimiento al compromiso mínimo contractual de inversiones y actividades.

En los meses de julio y agosto del 2014 se realizó con la compañía Lumina Geophysical un reprocesamiento de los 518 Km adquiridos en la campaña 2013 cuya interpretación permitió determinar que existen condiciones favorables para la presencia de trampas en el área costa afuera del bloque acotados a dos áreas prospectivas.

Entre octubre y diciembre del 2014 la empresa franco americana Stat Marine elaboró un estudio conceptual para el desarrollo de escenarios de producción en los prospectos definidos. Con esta información y la interpretación actualizada de reservas se realizó una actualización al modelo económico del Bloque. Con los resultados de la nueva evaluación se definirá la estrategia a seguir ya que el período exploratorio del B-3J concluye en octubre del 2015.

| Proyectos                     | Activo corriente    |                     | Activo no corriente |                     | Pasivo corriente    |                     | Pasivo no corriente |                     |
|-------------------------------|---------------------|---------------------|---------------------|---------------------|---------------------|---------------------|---------------------|---------------------|
|                               | 31.12.2015<br>MUS\$ | 31.12.2014<br>MUS\$ | 31.12.2015<br>MUS\$ | 31.12.2014<br>MUS\$ | 31.12.2015<br>MUS\$ | 31.12.2014<br>MUS\$ | 31.12.2015<br>MUS\$ | 31.12.2014<br>MUS\$ |
| Pampa el Castillo (a)         | 18.289              | 28.553              | 88.448              | 103.929             | 34.669              | 46.643              | 22.755              | 25.626              |
| Paraíso, Biguno, Huachito (b) | 4.928               | 3.736               | 27.737              | 25.677              | 2.745               | 3.128               | 323                 | 213                 |
| Mauro Dávalos Cordero (b)     | 21.385              | 16.212              | 120.351             | 111.412             | 11.908              | 13.576              | 1.404               | 924                 |
| Bloque 3 Jambelí              | -                   | -                   | -                   | -                   | -                   | -                   | -                   | -                   |
| Totales                       | 44.602              | 48.501              | 236.536             | 241.018             | 49.322              | 63.347              | 24.482              | 26.763              |

| Proyectos                     | Ingresos ordinarios |                     | Gastos ordinarios   |                     | Resultado           |                     |
|-------------------------------|---------------------|---------------------|---------------------|---------------------|---------------------|---------------------|
|                               | 31.12.2015<br>MUS\$ | 31.12.2014<br>MUS\$ | 31.12.2015<br>MUS\$ | 31.12.2014<br>MUS\$ | 31.12.2015<br>MUS\$ | 31.12.2014<br>MUS\$ |
| Pampa el Castillo (a)         | 99.382              | 139.225             | 115.346             | 163.494             | (29.620)            | (17.101)            |
| Paraíso, Biguno, Huachito (b) | 35.621              | 23.356              | 20.150              | 12.543              | 7.842               | 4.061               |
| Mauro Dávalos Cordero (b)     | 56.706              | 62.157              | 35.549              | 39.904              | 5.770               | 13.839              |
| Bloque 3 Jambelí              | -                   | -                   | -                   | -                   | -                   | (926)               |
| Totales                       | 191.709             | 224.738             | 171.045             | 215.941             | (16.008)            | (127)               |

## 19. PROPIEDADES DE INVERSIÓN

El movimiento de los activos clasificados como propiedades de inversión al 31 de diciembre de 2015 y 31 de diciembre de 2014, es el siguiente:

|                        | 31.12.2015<br>MUS\$ | 31.12.2014<br>MUS\$ |
|------------------------|---------------------|---------------------|
| Saldo inicial, neto    | 7.642               | 7.732               |
| Gasto por depreciación | (91)                | (90)                |
| Saldo final            | 7.551               | 7.642               |

Las propiedades de inversión corresponden principalmente a terrenos y bienes inmuebles que serán destinados a su explotación en régimen de arriendo operativo. La Empresa ha elegido el método del costo para medir sus propiedades de inversión después del reconocimiento inicial. El método de depreciación utilizado es lineal y el período de vida útil asignado a estos bienes fluctúa entre 10 y 20 años.

## 20. OTROS PASIVOS FINANCIEROS

El detalle de los otros pasivos financieros al 31 de diciembre de 2015 y 31 de diciembre de 2014, es el siguiente:

### Al 31 de diciembre de 2015

| Rubro                                                  | Mantenidos<br>para<br>negociar<br>MUS\$ | A valor razonable<br>con cambio en<br>resultado<br>MUS\$ | Préstamos y<br>cuentas por pagar<br>MUS\$ | Derivados de<br>cobertura<br>MUS\$ |
|--------------------------------------------------------|-----------------------------------------|----------------------------------------------------------|-------------------------------------------|------------------------------------|
| Otros pasivos financieros corrientes                   | -                                       | -                                                        | 484.747                                   | 6.798                              |
| Cuentas por pagar comerciales y otra cuentas por pagar | -                                       | -                                                        | 435.670                                   | -                                  |
| Cuentas por pagar a entidades relacionadas             | -                                       | -                                                        | 39.197                                    | -                                  |
| Total pasivos financieros corrientes                   | -                                       | -                                                        | 959.614                                   | 6.798                              |
| Otros pasivos financieros, no corrientes               | -                                       | -                                                        | 3.109.509                                 | 200.682                            |
| Otras cuentas por pagar, no corrientes                 | -                                       | -                                                        | 1.086                                     | -                                  |
| Total pasivos financieros no corriente                 | -                                       | -                                                        | 3.110.595                                 | 200.682                            |

### Al 31 de diciembre de 2014

| Rubro                                                  | Mantenidos<br>para<br>negociar<br>MUS\$ | A valor razonable<br>con cambio en<br>resultado<br>MUS\$ | Préstamos y<br>cuentas por pagar<br>MUS\$ | Derivados de<br>cobertura<br>MUS\$ |
|--------------------------------------------------------|-----------------------------------------|----------------------------------------------------------|-------------------------------------------|------------------------------------|
| Otros pasivos financieros corrientes                   | -                                       | -                                                        | 446.318                                   | 12.923                             |
| Cuentas por pagar comerciales y otra cuentas por pagar | -                                       | -                                                        | 730.005                                   | -                                  |
| Cuentas por pagar a entidades relacionadas             | -                                       | -                                                        | 46.167                                    | -                                  |
| Total pasivos financieros corrientes                   | -                                       | -                                                        | 1.222.490                                 | 12.923                             |
| Otros pasivos financieros, no corrientes               | -                                       | -                                                        | 3.287.259                                 | 84.989                             |
| Otras cuentas por pagar, no corrientes                 | -                                       | -                                                        | 5.442                                     | -                                  |
| Total pasivos financieros no corriente                 | -                                       | -                                                        | 3.292.701                                 | 84.989                             |

## a) Derivados de cobertura

El Grupo ENAP, siguiendo la política de gestión de riesgos financieros descrita en la Nota 4, realiza contrataciones de derivados financieros para cubrir su exposición a la variación de tasas de interés, monedas (tipo de cambio) y commodities (crudo y productos importados).

Los derivados de tasas de interés son utilizados para fijar o limitar la tasa de interés variable de las obligaciones financieras y corresponden a swaps de tasa de interés.

Los derivados de monedas se utilizan para fijar la tasa de cambio del dólar respecto al peso (CLP) y Unidad de Fomento (U.F.), producto de inversiones u obligaciones existentes en monedas distintas al dólar. Estos instrumentos corresponden principalmente a Forwards y Cross Currency Swaps.

Los derivados de petróleo crudo están destinados a proteger la variación del precio de los embarques de petróleo crudo, desde el momento de su compra hasta el período de venta de los productos refinados a partir de dicho crudo.

El derivado de energía está destinado a limitar la exposición a la variabilidad del costo marginal de la energía utilizada en el proceso de refinación.

## i) Presentación de activos y pasivos

El desglose de los activos y pasivos de cobertura, atendiendo a la naturaleza de las operaciones, es el siguiente:

|                                             | 31.12.2015         |                       | 31.12.2014         |                       |
|---------------------------------------------|--------------------|-----------------------|--------------------|-----------------------|
|                                             | Corriente<br>MUS\$ | No Corriente<br>MUS\$ | Corriente<br>MUS\$ | No Corriente<br>MUS\$ |
| <b>Activos de cobertura</b>                 |                    |                       |                    |                       |
| <b>Cobertura de tipo de cambio</b>          |                    |                       |                    |                       |
| Cobertura de flujo de caja                  | 3.911              | -                     | 828                | -                     |
| <b>Cobertura de diferencial WTI / BRENT</b> |                    |                       |                    |                       |
| Cobertura de flujo de caja                  | 572                | -                     | -                  | -                     |
| <b>Cobertura de Brent - TSS</b>             |                    |                       |                    |                       |
| Cobertura de flujo de caja                  | 82.279             | -                     | 209.960            | -                     |
| Totales                                     | 86.762             | -                     | 210.788            | -                     |
|                                             |                    |                       |                    |                       |
|                                             | 31.12.2015         |                       | 31.12.2014         |                       |
|                                             | Corriente<br>MUS\$ | No Corriente<br>MUS\$ | Corriente<br>MUS\$ | No Corriente<br>MUS\$ |
| <b>Pasivos de cobertura</b>                 |                    |                       |                    |                       |
| <b>Cobertura de tipo de cambio</b>          |                    |                       |                    |                       |
| Cobertura de flujo de caja                  | -                  | -                     | 4.757              | -                     |
| <b>Cobertura de tasa de interés</b>         |                    |                       |                    |                       |
| Cobertura de flujo de caja                  | 6.798              | 179.169               | 7.210              | 84.989                |
| <b>Cobertura de energía eléctrica</b>       |                    |                       |                    |                       |
| Cobertura de flujo de caja                  | -                  | 21.513                | -                  | -                     |
| <b>Cobertura de diferencial WTI / BRENT</b> |                    |                       |                    |                       |
| Cobertura de flujo de caja                  | -                  | -                     | 956                | -                     |
| Totales                                     | 6.798              | 200.682               | 12.923             | 84.989                |

## ii) Valor razonable de derivados de cobertura

El detalle de la cartera de instrumentos de cobertura de Grupo ENAP es el siguiente:

| Detalle de instrumentos de cobertura | Descripción de instrumento de cobertura | Descripción de instrumentos contra los que se cubre | Valor razonable de instrumentos contra los que se cubre |                     |
|--------------------------------------|-----------------------------------------|-----------------------------------------------------|---------------------------------------------------------|---------------------|
|                                      |                                         |                                                     | 31.12.2015<br>MUS\$                                     | 31.12.2014<br>MUS\$ |
| Cross-Currency Swap                  | Tipo de cambio y Tasa de interés        | Obligaciones por bonos                              | (194.173)                                               | (68.747)            |
| Cross-Currency Swap                  | Tipo de cambio y Tasa de interés        | Arrendamiento financiero                            | 283                                                     | 1.162               |
| SWAP                                 | Tasa de interés                         | Préstamos bancarios                                 | (17.728)                                                | (24.614)            |
| SWAP                                 | Contrato Energía Eléctrica              | Costo de ventas                                     | (21.513)                                                | -                   |
| TSS                                  | Petróleo crudo                          | Inventarios                                         | 82.279                                                  | 209.960             |
| SDI                                  | Diferencial WTI - Brent                 | Inventarios                                         | 572                                                     | (956)               |
| Forward                              | Tipo de cambio                          | Deudores comerciales                                | 3.911                                                   | (3.929)             |
| Totales                              |                                         |                                                     | (146.369)                                               | 112.876             |

## iii) Efecto en resultado de los derivados de coberturas

Los montos reconocidos en resultados y en resultados integrales al 31 de diciembre de 2015 y 2014, son los siguientes:

|                                                                             | 31.12.2015<br>MUS\$ | 31.12.2014<br>MUS\$ |
|-----------------------------------------------------------------------------|---------------------|---------------------|
| (Cargo) Abono reconocidos en Otros resultados integrales durante el período | (7.207)             | 58.013              |
| Abono (Cargo) a resultados durante el período                               | 211.804             | 431.562             |

## iv) Otros antecedentes sobre instrumentos financieros

A continuación se detallan los vencimientos de las coberturas

### Desglose por vencimiento

| Al 31 de diciembre de 2015                                     |                          | Nacional      |                          |                           |               |               |               |                |
|----------------------------------------------------------------|--------------------------|---------------|--------------------------|---------------------------|---------------|---------------|---------------|----------------|
|                                                                | Valor razonable<br>MUS\$ | 2016<br>MUS\$ | 2017<br>MUS\$            | 2018<br>MUS\$             | 2019<br>MUS\$ | 2020<br>MUS\$ | 2021<br>MUS\$ | Total<br>MUS\$ |
| <b>Derivados financieros</b>                                   |                          |               |                          |                           |               |               |               |                |
| <b>Cobertura de tipo de cambio</b>                             |                          |               |                          |                           |               |               |               |                |
| Cobertura de flujo de caja                                     | (189.979)                | 461.623       | 97.684                   | 238.158                   | 430.000       | -             | 192.000       | 1.419.465      |
| <b>Cobertura de Energía Eléctrica</b>                          |                          |               |                          |                           |               |               |               |                |
| Cobertura de flujo de caja                                     | (21.513)                 |               | (21.513)                 |                           |               |               |               | (21.513)       |
| <b>Cobertura de tasa de interés</b>                            |                          |               |                          |                           |               |               |               |                |
| Cobertura de flujo de caja                                     | (17.728)                 | 37.937        | 36.991                   | 39.150                    | 41.363        | 44.005        | -             | 199.446        |
| Totales                                                        | (229.220)                | 499.560       | 113.162                  | 277.308                   | 471.363       | 44.005        | 192.000       | 1.597.398      |
|                                                                |                          |               | Valor razonable<br>MUS\$ | Miles de barriles<br>MBbl |               |               |               |                |
| Cobertura de WTI - Brent y TSS: Cobertura de flujo de caja (1) |                          |               | 82.851                   | 36.490                    |               |               |               |                |

Al 31 de diciembre de 2014

|                                                                | Valor<br>razonable<br>MUS\$ | Nocional      |                             |                              |               |               |                               | Total<br>MUS\$ |
|----------------------------------------------------------------|-----------------------------|---------------|-----------------------------|------------------------------|---------------|---------------|-------------------------------|----------------|
|                                                                |                             | 2015<br>MUS\$ | 2016<br>MUS\$               | 2017<br>MUS\$                | 2018<br>MUS\$ | 2019<br>MUS\$ | 2020<br>y siguientes<br>MUS\$ |                |
| <b>Derivados financieros</b>                                   |                             |               |                             |                              |               |               |                               |                |
| <b>Cobertura de tipo de cambio</b>                             |                             |               |                             |                              |               |               |                               |                |
| Cobertura de flujo de caja                                     | (71.514)                    | 996.667       | 1.825                       | 97.894                       | 238.302       | 430.000       | 192.000                       | 1.956.688      |
| <b>Cobertura de tasa de interés</b>                            |                             |               |                             |                              |               |               |                               |                |
| Cobertura de flujo de caja                                     | (24.614)                    | 38.550        | 38.190                      | 38.112                       | 40.045        | 41.363        | 44.005                        | 240.265        |
| Totales                                                        | (96.128)                    | 1.035.217     | 40.015                      | 136.006                      | 278.347       | 471.363       | 236.005                       | 2.196.953      |
|                                                                |                             |               | Valor<br>razonable<br>MUS\$ | Miles de<br>barriles<br>MBbl |               |               |                               |                |
| Cobertura de WTI - Brent y TSS: Cobertura de flujo de caja (1) |                             |               | 209.004                     | 25.140                       |               |               |                               |                |

(1) Al 31 de diciembre de 2015 y 2014, la administración procedió a reclasificar MUS\$ 84.712 y MUS\$ 194.595, respectivamente, del efecto devengado de los TSS desde Otras reservas a resultado del ejercicio, con el objeto de compensar con dicho valor el efecto negativo en resultados, por el mismo monto, del ajuste a los inventarios a su valor neto de realización.

El monto nocional contractual de los contratos celebrados no representa el riesgo asumido por el Grupo ENAP, ya que este monto únicamente responde a la base sobre la que se realizan los cálculos de la liquidación del derivado.

#### v) Jerarquías del valor razonable

El Grupo ENAP calcula el valor razonable de los derivados financieros usando parámetros de mercado, los cuales son ajustados al perfil de vencimiento de cada operación.

Las operaciones forward que cubren la exposición al tipo de cambio de las cuentas por cobrar provenientes de las ventas facturadas en pesos chilenos son valoradas utilizando como referencia las curvas forward peso-dólar disponible en el mercado.

Las operaciones cross currency swap que cubren la exposición a la fluctuación del dólar de los pasivos financieros denominados en UF son valoradas como el valor presente de los flujos futuros en UF (activo) y USD (pasivo). Para calcular dichos valores presentes se utilizan curvas de tasas UF y LIBOR de mercado, las cuales son ajustadas a las fechas relevantes de los flujos contemplados en cada operación.

Las operaciones interest rate swap que cubren la exposición a la fluctuación de la tasa LIBOR de los pasivos financieros que devengan tasa variable en base LIBOR son valoradas como el valor presente de los flujos futuros. Para calcular dichos valores presentes se utilizan las curvas de tasas LIBOR de mercado, las cuales son ajustadas a las fechas relevantes de los flujos contemplados en cada operación.

Las operaciones de opciones sobre ICE Brent que cubren la exposición a la variación del precio internacional de las importaciones de petróleo crudo del Grupo ENAP son valoradas utilizando herramientas de cálculo proveídas por plataformas de información financiera. Dichas herramientas recogen las curvas de futuros de los precios del ICE Brent en el mercado, ajustándolas al perfil de vencimiento de cada operación.

Los instrumentos financieros reconocidos a valor razonable en el estado de posición financiera, se clasifican según las siguientes jerarquías:

Nivel 1: Precio cotizado (no ajustado) en un mercado activo para activos y pasivos idénticos.

Nivel 2: Datos de entrada diferentes a los precios cotizados que se incluyen en el nivel 1 y que son observables para activos o pasivos, ya sea directamente (es decir, como precio) o indirectamente (es decir, derivado de un precio); y

Nivel 3: Datos de entrada para activos o pasivos que no están basados en información observable de mercado (datos de entrada no observables).

| Instrumentos financieros medidos a valor razonable | Total<br>31.12.2015<br>MUS\$ | Clasificación de instrumentos financieros |                  |                  |
|----------------------------------------------------|------------------------------|-------------------------------------------|------------------|------------------|
|                                                    |                              | Nivel 1<br>MUS\$                          | Nivel 2<br>MUS\$ | Nivel 3<br>MUS\$ |
| Activos de cobertura: Cobertura de flujo de caja   | 86.762                       | -                                         | 86.762           | -                |
| Pasivos de cobertura: Cobertura de flujo de caja   | 207.480                      | -                                         | 207.480          | -                |

## b) Préstamos que devengan intereses

**i) Resumen de préstamos** - El resumen de los préstamos que devengan intereses al 31 de diciembre de 2015 y 31 de diciembre de 2014, es el siguiente:

|                                    | Corriente           |                     | No Corriente        |                     |
|------------------------------------|---------------------|---------------------|---------------------|---------------------|
|                                    | 31.12.2015<br>MUS\$ | 31.12.2014<br>MUS\$ | 31.12.2015<br>MUS\$ | 31.12.2014<br>MUS\$ |
| <b>No garantizadas:</b>            |                     |                     |                     |                     |
| Préstamos de entidades financieras | 380.178             | 360.108             | 289.610             | 355.645             |
| Sobregiros bancarios (a)           | 21.684              | -                   | -                   | -                   |
| Obligaciones con el público        | 36.209              | 37.067              | 2.652.759           | 2.718.818           |
| Arrendamiento financiero           | 1.761               | 2.033               | 2.842               | 5.161               |
| Subtotales                         | 439.832             | 399.208             | 2.945.211           | 3.079.624           |
| <b>Garantizadas:</b>               |                     |                     |                     |                     |
| Préstamos de entidades financieras | 44.915              | 47.110              | 164.298             | 207.635             |
| Subtotales                         | 44.915              | 47.110              | 164.298             | 207.635             |
| Totales                            | 484.747             | 446.318             | 3.109.509           | 3.287.259           |

**(a) Sobregiros bancarios:** Al 31 de diciembre de 2015, en la filial Enap Sipetrol S.A., se presentan sobregiros bancarios por su filial Argentina: en el Banco Itaú Argentina S.A. por MUS\$ 19.665 y en el Banco Argentina BBVA-Banco francés S.A. por MUS\$ 1.687; su sucursal Ecuador presenta en Banco Citibank MUS\$ 332.

**ii) Detalle de Préstamos que devenga intereses** - El desglose por moneda y vencimiento de los préstamos de entidades financieras (garantizados y no garantizados) que devengan intereses al 31 de diciembre de 2015 y 31 de diciembre de 2014, es el siguiente:

### Al 31 de diciembre de 2015

| Nombre                    | Pago de intereses | Tasa nominal | Tasa efectiva | Valor nominal MUS\$ | Corriente           |                             |             | No Corriente               |                             |                   |             |
|---------------------------|-------------------|--------------|---------------|---------------------|---------------------|-----------------------------|-------------|----------------------------|-----------------------------|-------------------|-------------|
|                           |                   |              |               |                     | Hasta 3 meses MUS\$ | + 3 meses hasta 1 año MUS\$ | Total MUS\$ | + 1 año hasta 3 años MUS\$ | + 3 años hasta 5 años MUS\$ | + de 5 años MUS\$ | Total MUS\$ |
| BNP - Paribas (1)         | Semestral         | 3,75%        | 3,75%         | 410.000             | 18.558              | 17.736                      | 36.294      | 76.141                     | 85.368                      | -                 | 161.509     |
| BNP - Paribas (2)         | Semestral         | 3,10%        | 3,10%         | 34.459              | 2.145               | -                           | 2.145       | -                          | -                           | -                 | -           |
| BNP - Paribas (2)         | Semestral         | 6,04%        | 6,04%         | 13.917              | 873                 | -                           | 873         | -                          | -                           | -                 | -           |
| BNP - Paribas (Cesce) (2) | Semestral         | 4,38%        | 4,38%         | 53.215              | 2.874               | 2.729                       | 5.603       | 2.789                      | -                           | -                 | 2.789       |
| YPF S.A. (6)              | Trimestral        | 8,00%        | 8,00%         | 100.000             | 266                 | 49.000                      | 49.266      | 43.000                     | -                           | -                 | 43.000      |
| Société Générale (4)      | Semestral         | 1,98%        | 1,14%         | 100.000             | 8.485               | 8.333                       | 16.818      | 15.986                     | -                           | -                 | 15.986      |
| BNP Paribas (Cesce)(4)    | Semestral         | 4,07%        | 5,19%         | 78.258              | 4.087               | 3.585                       | 7.672       | 13.960                     | 13.960                      | 3.585             | 31.505      |
| Banco de Chile            | Vencimiento       | 0,52%        | 0,52%         | 100.000             | 286                 | 102.631                     | 102.917     | -                          | -                           | -                 | -           |
| Banco Santander           | Vencimiento       | 0,82%        | 0,82%         | 100.000             | 367                 | 102.631                     | 102.998     | -                          | -                           | -                 | -           |
| Scotiabank Chile          | Vencimiento       | 0,51%        | 0,51%         | 100.000             | 208                 | 100.000                     | 100.208     | -                          | -                           | -                 | -           |
| HSBC Bank USA (5)         | Trimestral        | 1,73%        | 1,92%         | 200.000             | 299                 | -                           | 299         | 199.119                    | -                           | -                 | 199.119     |
| Totales                   |                   |              |               |                     | 38.448              | 386.645                     | 425.093     | 350.995                    | 99.328                      | 3.585             | 453.908     |

Las tasas de interés nominal informadas son anuales.

## Otros antecedentes relacionados a los préstamos de entidades financieras vigentes el 31 de diciembre de 2015:

| Nombre                    | Rut        | Moneda  | País      | Sociedad                     | Rut        | País      | Garantía       |
|---------------------------|------------|---------|-----------|------------------------------|------------|-----------|----------------|
| BNP - Paribas (1)         | 0-E        | Dólares | EE.UU.    | Enercón S.A.                 | 99519820-7 | Chile     | Garantizada    |
| BNP - Paribas (2)         | 0-E        | Dólares | España    | Prodisa S.A.                 | 99548320-3 | Chile     | Garantizada    |
| BNP - Paribas (2)         | 0-E        | Dólares | España    | Prodisa S.A.                 | 99548320-3 | Chile     | Garantizada    |
| BNP - Paribas (Cesce) (2) | 0-E        | Dólares | España    | Prodisa S.A.                 | 99548320-3 | Chile     | Garantizada    |
| YPF S.A. (6)              | 0-E        | Dólares | Argentina | Enap Sipetrol Argentina S.A. | 0-E        | Argentina | No Garantizada |
| Société Générale (4)      | 0-E        | Dólares | Francia   | ENAP                         | 92604000-6 | Chile     | No Garantizada |
| BNP Paribas (Cesce)(4)    | 0-E        | Dólares | España    | ENAP                         | 92604000-6 | Chile     | No Garantizada |
| Banco de Chile            | 97004000-5 | Dólares | Chile     | ENAP                         | 92604000-6 | Chile     | No Garantizada |
| Banco Santander           | 97036000-K | Dólares | Chile     | ENAP                         | 92604000-6 | Chile     | No Garantizada |
| Scotiabank Chile          | 97018000-1 | Dólares | Chile     | ENAP                         | 92604000-6 | Chile     | No Garantizada |
| HSBC Bank USA (5)         | 0-E        | Dólares | EE.UU.    | ENAP                         | 92604000-6 | Chile     | No Garantizada |

### Al 31 de diciembre de 2014

|                                                     |                   |              |               |               | Corriente     |                       |         | No Corriente         |                       |             |         |
|-----------------------------------------------------|-------------------|--------------|---------------|---------------|---------------|-----------------------|---------|----------------------|-----------------------|-------------|---------|
|                                                     |                   |              |               | Valor nominal | Hasta 3 meses | + 3 meses hasta 1 año | Total   | + 1 año hasta 3 años | + 3 años hasta 5 años | + de 5 años | Total   |
| Nombre                                              | Pago de intereses | Tasa nominal | Tasa efectiva | MU\$S         | MU\$S         | MU\$S                 | MU\$S   | MU\$S                | MU\$S                 | MU\$S       | MU\$S   |
| BNP - Paribas (1)                                   | Semestral         | 3,75%        | 3,75%         | 410.000       | 17.709        | 16.971                | 34.680  | 71.929               | 80.550                | 44.005      | 196.484 |
| BNP - Paribas (2)                                   | Semestral         | 3,10%        | 3,10%         | 34.459        | 2.117         | 2.029                 | 4.146   | 2.094                | -                     | -           | 2.094   |
| BNP - Paribas (2)                                   | Semestral         | 6,04%        | 6,04%         | 13.917        | 843           | 847                   | 1.690   | 868                  | -                     | -           | 868     |
| BNP - Paribas (Cesce) (2)                           | Semestral         | 4,38%        | 4,38%         | 53.215        | 2.801         | 2.614                 | 5.415   | 8.189                | -                     | -           | 8.189   |
| Société Générale                                    | Semestral         | 6,43%        | 6,43%         | 21.981        | 1.179         | -                     | 1.179   | -                    | -                     | -           | -       |
| Banco Latinoamericano de Comercio Exterior S.A. (3) | Mensual           | 4,02%        | 4,02%         | 55.000        | 6.887         | 20.625                | 27.512  | -                    | -                     | -           | -       |
| YPF S.A. (6)                                        | Trimestral        | 8,00%        | 8,00%         | 100.000       | 827           | 6.000                 | 6.827   | 86.000               | -                     | -           | 86.000  |
| Société Générale (4)                                | Semestral         | 1,98%        | 1,14%         | 100.000       | -             | 16.866                | 16.866  | 32.301               | -                     | -           | 32.301  |
| BNP Paribas (Cesce)(4)                              | Semestral         | 4,07%        | 5,19%         | 78.258        | 4.181         | 3.585                 | 7.766   | 13.431               | 14.340                | 10.756      | 38.527  |
| Banco de Chile                                      | Vencimiento       | 0,92%        | 0,92%         | 100.000       | -             | 100.222               | 100.222 | -                    | -                     | -           | -       |
| Banco de Chile                                      | Vencimiento       | 0,80%        | 0,80%         | 100.000       | -             | 100.522               | 100.522 | -                    | -                     | -           | -       |
| Banco Santander                                     | Vencimiento       | 0,78%        | 0,78%         | 100.000       | -             | 100.123               | 100.123 | -                    | -                     | -           | -       |
| HSBC Bank USA (5)                                   | Trimestral        | 1,73%        | 1,92%         | 200.000       | -             | 270                   | 270     | 198.817              | -                     | -           | 198.817 |
| Totales                                             |                   |              |               |               | 36.544        | 370.674               | 407.218 | 413.629              | 94.890                | 54.761      | 563.280 |

Las tasas de interés nominal informadas para los créditos son anuales.

## Otros antecedentes relacionados a los préstamos de entidades financieras vigentes al 31 de diciembre de 2014:

| Nombre                                              | Rut        | Moneda  | País    | Sociedad                     | Rut        | País      | Garantía       |
|-----------------------------------------------------|------------|---------|---------|------------------------------|------------|-----------|----------------|
| BNP - Paribas (1)                                   | 0-E        | Dólares | EE.UU.  | Enercón S.A.                 | 99519820-7 | Chile     | Garantizada    |
| BNP - Paribas (2)                                   | 0-E        | Dólares | España  | Prodisa S.A.                 | 99548320-3 | Chile     | Garantizada    |
| BNP - Paribas (2)                                   | 0-E        | Dólares | España  | Prodisa S.A.                 | 99548320-3 | Chile     | Garantizada    |
| BNP - Paribas (Cesce) (2)                           | 0-E        | Dólares | España  | Prodisa S.A.                 | 99548320-3 | Chile     | Garantizada    |
| Société Générale                                    | 0-E        | Dólares | Francia | CHBB                         | 99519810-K | Chile     | Garantizada    |
| Banco Latinoamericano de Comercio Exterior S.A. (3) | 0-E        | Dólares | Panamá  | Enap Sipetrol Argentina S.A. | 0-E        | Argentina | No Garantizada |
| YPF S.A. (6)                                        | 0-E        | Dólares | Francia | Enap Sipetrol Argentina S.A. | 99519810-K | Chile     | No Garantizada |
| Société Générale (4)                                | 0-E        | Dólares | España  | ENAP                         | 92604000-6 | Chile     | No Garantizada |
| BNP Paribas (Cesce)(4)                              | 97004000-5 | Dólares | Chile   | ENAP                         | 92604000-6 | Chile     | No Garantizada |
| Banco de Chile                                      | 0-E        | Dólares | Japón   | ENAP                         | 92604000-6 | Chile     | No Garantizada |
| Banco de Chile                                      | 0-E        | Dólares | EE.UU.  | ENAP                         | 92604000-6 | Chile     | No Garantizada |
| Banco Santander                                     | 76645030-K | Dólares | Chile   | ENAP                         | 92604000-6 | Chile     | No Garantizada |
| HSBC Bank USA (5)                                   | 0-E        | Dólares | EE.UU.  | ENAP                         | 92604000-6 | Chile     | No Garantizada |

#### (1) BNP – PARIBAS

Con fecha 15 de junio de 2005, Energía Concón S.A. suscribió un Contrato de Crédito con un sindicato de bancos, siendo BNP Paribas el Banco Agente Administrativo y Citibank el Banco Agente de Garantías (ver Nota “Garantías Comprometidas con Terceros”); por un monto de MUS\$ 410.000 y un plazo de 15 años. Tasa de interés anual con rango Libor + 50 puntos base a Libor + 175 puntos base.

#### (2) BNP – PARIBAS

Durante los años 2005 y 2006, Productora de Diesel S.A. suscribió Contratos de Crédito con un sindicato de bancos, siendo BNP Paribas el Banco Agente Administrativo y el Banco Agente de Garantías (ver Nota “Garantías Comprometidas con Terceros”); por un monto de US\$ 102 millones y amortizaciones semestrales hasta el año 2017. La tasa de interés para tramo A y B varía entre Libor + 0,875% y Libor + 2,0%; y para tramo C varía entre Libor + 0,875% y Libor + 4,31%.

#### (3) BANCO LATINOAMERICANO DE EXPORTACIONES S.A. (BLADEX).

Con fecha 30 de junio de 2009 Enap Sipetrol Argentina S.A. suscribió un préstamo por MUS\$65.000, con vencimiento al 28 de junio de 2010, con pago de capital al vencimiento e intereses semestralmente. Este préstamo es garantizado por la Empresa Nacional del Petróleo. La tasa de interés es Libor 180 + 3,5%.

Con fecha 5 de enero de 2010 se extendió el vencimiento al 27 de diciembre de 2010, pactándose una nueva tasa de Libor 180 + 3,00%. Con fecha 15 de septiembre de 2010 se realizó una enmienda al contrato en el cual se pactó una nueva tasa de Libor 180 + 2,75%.

Con fecha 27 de diciembre de 2010 se realizó un pago de MUS\$10.000.

Con fecha 23 de diciembre de 2011 se extendió el vencimiento al 27 de diciembre de 2012, pactándose una nueva tasa de Libor 180 + 2,75%.

Con fecha 27 de diciembre de 2012 se extendió el vencimiento de la deuda insoluble por MUS\$55.000, con vencimiento al 27 de diciembre de 2015, con pago de intereses mensuales, y capital a contar del 27 de enero de 2014, pactándose una nueva tasa de interés es Libor 1 mes + 3,85%.

#### (4) BANCO BNP PARIBAS Y SOCIÉTÉ GÉNÉRALE

Con fecha 2010, ENAP suscribió dos contratos de crédito con los bancos BNP Paribas y Société Générale por MUS\$78.258 y MUS\$100.000 donde participan cada uno con el 50%, para construir la planta de alquilación en Refinería Aconcagua, ambos créditos funcionan como líneas comprometidas de fondo, de la cuales se pueden realizar giros parciales cuando se cumplan ciertas condiciones. Tasas de interés anual 4,07% y Libor + 150 puntos base, con vencimientos los años 2021 y 2017, respectivamente.

#### (5) HSBC BANK USA

Con fecha 18 de noviembre de 2013, la Empresa suscribió un contrato de financiamiento con HSBC Bank USA, National Association y Scotiabank & Trust (Cayman) Ltd., actuando el primero como agente administrativo, por un monto de MUS\$200.000, a un plazo de 5 años a contar del 03 de diciembre de 2013. El capital se amortizará en cuatro cuotas semestrales, los meses 42, 48, 54 y 60. Este financiamiento devengará intereses calculados sobre la base de la tasa Libor más un margen o spread de 1,5% anual.

#### (6) YPF S.A.

Con fecha 17 de noviembre de 2014 Enap Sipetrol Argentina S.A. extiende a YPF S.A. una Propuesta de Acuerdo de Prórroga de Contrato de UTE en el Área de Magallanes cuyo objeto es prorrogar los derechos y obligaciones de Enap

Sipetrol Argentina S.A. con el contrato de UTE y su carácter de operadora, manteniendo su actual participación de un 50% hasta la finalización de las extensiones.

Como contraprestación por la prórroga, Enap Sipetrol Argentina S.A. abonará a YPF S.A. en calidad de aportes a la UTE, la suma de MUS\$ 100.000, dicho monto se cancelará de la siguiente forma: a) MUS\$ 8.000 a la fecha del contrato, b) MUS\$ 6.000 hasta la fecha de decisión final del proyecto incremental, correspondiente al 50% de bonos, aportes y/o dineros que YPF S.A. asuma con el Estado de Argentina, c) dentro de un año, que se inicia desde la fecha de decisión final del proyecto, el 50% del saldo y d) dentro del año siguiente al primer período pagará el restante 50%.

Enap Sipetrol Argentina S.A. pagará a YPF S.A. un 8% de tasa de interés fija anual, con períodos de pagos trimestrales.

### iii) Detalle de obligaciones con el público

El detalle y vencimientos de las obligaciones con el público al 31 de diciembre de 2015 y 31 de diciembre de 2014, clasificadas en corriente y no corriente, se presentan en cuadro adjunto:

| Al 31 de diciembre de 2015 |       |        |         |         |          | Corriente |              |        | No Corriente |             |           |           |
|----------------------------|-------|--------|---------|---------|----------|-----------|--------------|--------|--------------|-------------|-----------|-----------|
| Descripción                | País  | Moneda | Valor   | Tasa    | Tasa     | Hasta     | +3 meses a 1 | Total  | +1 año a 3   | +3 años a 5 | +5 años   | Total     |
|                            |       |        | Nominal |         |          | 3 meses   | año          |        | años         |             |           |           |
|                            |       |        | (Miles) | Nominal | Efectiva | MUS\$     | MUS\$        | MUS\$  |              |             |           |           |
| B-ENAP - B ( a.1 )         | Chile | UF     | 9.750   | 4,55%   | 4,28%    | 7.647     |              | 7.647  |              | 353.652     |           | 353.652   |
| Tipo 144 A ( b.1 )         | EE.UU | US\$   | 300.000 | 6,25%   | 6,58%    | 9.219     |              | 9.219  |              | 298.231     |           | 298.231   |
| Tipo 144 A ( b.2 )         | EE.UU | US\$   | 500.000 | 5,25%   | 5,46%    | 10.646    |              | 10.646 |              | 495.836     |           | 495.836   |
| Tipo 144 A ( b.3 )         | EE.UU | US\$   | 500.000 | 4,75%   | 5,12%    |           | 1.771        | 1.771  |              |             | 490.905   | 490.905   |
| B-ENAP - D ( a.2 )         | Chile | UF     | 2.000   | 3,40%   | 4,28%    | 615       |              | 615    | 71.106       |             |           | 71.106    |
| B-ENAP - E ( a.2 )         | Chile | UF     | 4.000   | 3,70%   | 4,28%    | 1.335     |              | 1.335  |              |             | 134.566   | 134.566   |
| SIX Swiss ( b.4 )          | Suiza | CHF    | 215.000 | 2,88%   | 2,88%    |           | 458          | 458    |              | 215.865     |           | 215.865   |
| Tipo 144 A ( b.5 )         | EE.UU | US\$   | 600.000 | 4,38%   | 4,56%    |           | 4.518        | 4.518  |              |             | 592.598   | 592.598   |
| Totales                    |       |        |         |         |          | 29.462    | 6.747        | 36.209 | 71.106       | 1.363.584   | 1.218.069 | 2.652.759 |

| Al 31 de diciembre de 2014 |       |        |         |         |          | Corriente |              |        | No Corriente |             |           |           |
|----------------------------|-------|--------|---------|---------|----------|-----------|--------------|--------|--------------|-------------|-----------|-----------|
| Descripción                | País  | Moneda | Valor   | Tasa    | Tasa     | Hasta     | +3 meses a 1 | Total  | +1 año a 3   | +3 años a 5 | + 5 años  | Total     |
|                            |       |        | Nominal |         |          | 3 meses   | año          |        | años         |             |           |           |
|                            |       |        | (Miles) | Nominal | Efectiva | MUS\$     | MUS\$        | MUS\$  |              |             |           |           |
| B-ENAP - B ( a.1 )         | Chile | UF     | 9.750   | 4,55%   | 4,28%    | 8.456     | -            | 8.456  |              | 398.107     |           | 398.107   |
| Tipo 144 A ( b.1 )         | EE.UU | US\$   | 300.000 | 6,25%   | 6,58%    | 9.068     | -            | 9.068  |              | 297.802     |           | 297.802   |
| Tipo 144 A ( b.2 )         | EE.UU | US\$   | 500.000 | 5,25%   | 5,46%    | 10.646    | -            | 10.646 |              |             | 495.012   | 495.012   |
| Tipo 144 A ( b.3 )         | EE.UU | US\$   | 500.000 | 4,75%   | 5,12%    | -         | 1.715        | 1.715  |              |             | 489.456   | 489.456   |
| B-ENAP - D ( a.2 )         | Chile | UF     | 2.000   | 3,40%   | 4,28%    | 687       | -            | 687    | 79.610       |             |           | 79.610    |
| B-ENAP - E ( a.2 )         | Chile | UF     | 4.000   | 3,70%   | 4,28%    | 1.495     | -            | 1.495  |              |             | 151.104   | 151.104   |
| SIX Swiss ( b.4 )          | Suiza | CHF    | 215.000 | 2,88%   | 2,88%    | -         | 457          | 457    |              | 215.841     |           | 215.841   |
| Tipo 144 A ( b.5 )         | EE.UU | US\$   | 600.000 | 4,38%   | 4,56%    | -         | 4.543        | 4.543  |              | -           | 591.886   | 591.886   |
| Totales                    |       |        |         |         |          | 30.352    | 6.715        | 37.067 | 79.610       | 911.750     | 1.727.458 | 2.718.811 |

### Otros antecedentes relacionados a las obligaciones con el público vigentes al 31 de diciembre de 2015 y 31 de diciembre de 2014:

| Nombre Acreedor                 | Rut          | Tipo de Colocación | Empresa | País  | Rut          | Pago Intereses | Amortización Capital | Fecha de Vencimiento | Garantía     |
|---------------------------------|--------------|--------------------|---------|-------|--------------|----------------|----------------------|----------------------|--------------|
| ( a.1 ) Banco de Chile          | 97.004.000-5 | Nacional           | ENAP    | Chile | 92.604.000-6 | Semestral      | Al vencimiento       | 12-01-2019           | Sin Garantía |
| ( b.1 ) Bank of New York Mellon | 0-E          | Extranjera         | ENAP    | Chile | 92.604.000-6 | Semestral      | Al vencimiento       | 08-07-2019           | Sin Garantía |
| ( b.2 ) Bank of New York Mellon | 0-E          | Extranjera         | ENAP    | Chile | 92.604.000-6 | Semestral      | Al vencimiento       | 10-08-2020           | Sin Garantía |
| ( b.3 ) Bank of New York Mellon | 0-E          | Extranjera         | ENAP    | Chile | 92.604.000-6 | Semestral      | Al vencimiento       | 06-12-2021           | Sin Garantía |
| ( a.2 ) Banco de Chile          | 97.004.000-5 | Nacional           | ENAP    | Chile | 92.604.000-6 | Semestral      | Al vencimiento       | 01-10-2017           | Sin Garantía |
| ( a.2 ) Banco de Chile          | 97.004.000-5 | Nacional           | ENAP    | Chile | 92.604.000-6 | Semestral      | Al vencimiento       | 01-10-2033           | Sin Garantía |
| ( b.4 ) Credit Suisse AG        | 0-E          | Extranjera         | ENAP    | Chile | 92.604.000-6 | Anual          | Al vencimiento       | 05-12-2018           | Sin Garantía |
| ( b.5 ) HSBC y JP Morgan        | 0-E          | Extranjera         | ENAP    | Chile | 92.604.000-6 | Semestral      | Al vencimiento       | 30-10-2024           | Sin Garantía |

#### a) Bonos Nacionales

1. Con fecha 15 de enero de 2009, la Empresa inscribió en el Registro de Valores de la Superintendencia de Valores y Seguros bajo el N°303, la emisión de bonos reajustables en unidad de fomento (U.F.), en el mercado local.

La colocación del bono en el mercado local se efectuó durante el mes de enero de 2009 y fue por monto de UF 9.750.000. El plazo de vencimiento es de 10 años, los pagos de intereses son semestrales, la tasa de interés es de pago UF + 4,33% anual, y la amortización de capital es al vencimiento.

2. Con fecha 17 de enero de 2013, la Empresa efectuó una colocación de bonos reajustables en unidad de fomento (U.F.), en el mercado local, con cargo a la línea inscrita en el Registro de Valores de la Superintendencia de Valores y Seguros bajo el N°585, de fecha 7 de mayo de 2009.

La colocación de bonos fue por monto de UF 6.000.000, de acuerdo a las siguientes series:

-Bonos Serie D, por un monto de UF 2.000.000 a un plazo de 5 años, con una sola amortización final el 1° de octubre de 2017 y pagos de intereses semestrales. La tasa de interés de cupón es de 3,4% anual, y la tasa de colocación fue de 3,75% anual.

-Bonos Serie E, por un monto de UF 4.000.000 a un plazo de 21 años, con una sola amortización final el 1° de octubre de 2033 y pagos de intereses semestrales. La tasa de interés de cupón es de 3,7% anual, y la tasa de colocación fue de 4,09% anual.

#### b) Bonos Internacionales:

1. Con fecha 31 de diciembre de 2009, ENAP efectuó emisión y colocación de bonos del tipo 144 A en el mercado estadounidense, a una tasa de interés de 6,25% anual por un monto de MUS\$ 300.000

El plazo de vencimiento es a 10 años. Los pagos de intereses son semestrales y la amortización del capital se realizará al vencimiento.

2. Con fecha 5 de agosto de 2010, ENAP efectuó la emisión y colocación de un bono del tipo 144 A en el mercado estadounidense, a una tasa de interés de 5,25% anual por un monto de MUS\$ 500.000.

El plazo de vencimiento es a 10 años. Los pagos de intereses son semestrales y la amortización del capital se realizará al vencimiento.

3. Con fecha 1 de diciembre de 2011, ENAP efectuó la emisión y colocación de un bono del tipo 144 A en el Mercado estadounidense, a una tasa de interés de 4,75% anual por un monto de MUS\$ 500.000.

El plazo de vencimiento es a 10 años. Los pagos de intereses son semestrales y la amortización del capital se realizará al vencimiento.

4. Con fecha 5 de diciembre de 2013, ENAP efectuó la emisión y colocación de un bono en el Mercado público de valores de Suiza (SIX Swiss Exchange AG, en Zurich), a una tasa de interés de 2,875% anual y un spread 2,28%, por un monto de MCHF\$ 215.000.

El plazo de vencimiento es a 5 años. Los pagos de intereses son anuales y la amortización del capital se realizará al vencimiento.

5. Con fecha 27 de octubre de 2014, ENAP efectuó la emisión y colocación de un bono del tipo 144 A en el Mercado estadounidense, a una tasa de interés de 4,375% anual por un monto de MUS\$ 600.000.

El plazo de vencimiento es a 10 años. Los pagos de intereses son semestrales y la amortización del capital se realizará al vencimiento.

#### iv) Arriendos financieros

El valor presente de los pagos futuros derivados de dichos arrendamientos financieros son los siguientes:

|                            | 31.12.2015     |                  |                            | 31.12.2014     |                  |                            |
|----------------------------|----------------|------------------|----------------------------|----------------|------------------|----------------------------|
|                            | Bruto<br>MUS\$ | Interés<br>MUS\$ | Valor<br>Presente<br>MUS\$ | Bruto<br>MUS\$ | Interés<br>MUS\$ | Valor<br>Presente<br>MUS\$ |
| Hasta 90 días              | 440            | (40)             | 400                        | 495            | (65)             | 430                        |
| Más de 90 días hasta 1 año | 1.457          | (96)             | 1.361                      | 1.758          | (155)            | 1.603                      |
| Más de 1 año hasta 3 años  | 2.936          | (94)             | 2.842                      | 5.420          | (259)            | 5.161                      |
| Totales                    | 4.833          | (230)            | 4.603                      | 7.673          | (479)            | 7.194                      |

#### 21. CUENTAS POR PAGAR COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR PAGAR

##### a) El detalle del rubro es el siguiente:

|                         | Corriente           |                     | No Corriente        |                     |
|-------------------------|---------------------|---------------------|---------------------|---------------------|
|                         | 31.12.2015<br>MUS\$ | 31.12.2014<br>MUS\$ | 31.12.2015<br>MUS\$ | 31.12.2014<br>MUS\$ |
| Acreedores comerciales  | 417.307             | 716.678             | 475                 | 4.283               |
| Acreedores varios       | 11.460              | 8.347               | 244                 | 285                 |
| Otras cuentas por pagar | 6.903               | 4.980               | 367                 | 874                 |
| Totales                 | 435.670             | 730.005             | 1.086               | 5.442               |

##### b) Detalle de vencimientos futuros

|                     | 31.12.2015<br>MUS\$ | 31.12.2014<br>MUS\$ |
|---------------------|---------------------|---------------------|
| Hasta 30 días       | 427.780             | 724.302             |
| Entre 31 y 60 días  | 3.216               | 2.802               |
| Entre 61 y 90 días  | 242                 | 2.901               |
| Entre 91 y 180 días | 62                  | -                   |
| Mas de 180 días     | 4.370               | -                   |
| Totales             | 435.670             | 730.005             |

#### 22. OTRAS PROVISIONES

i) **Detalle** - El desglose de este rubro al 31 de diciembre de 2015 y 31 de diciembre de 2014, es el siguiente:

| Concepto                                               |     | Corriente  |            | No Corriente |            |
|--------------------------------------------------------|-----|------------|------------|--------------|------------|
|                                                        |     | 31.12.2015 | 31.12.2014 | 31.12.2015   | 31.12.2014 |
|                                                        |     | MUS\$      | MUS\$      | MUS\$        | MUS\$      |
| Desmantelamiento, costos restauración y rehabilitación | (a) | -          | -          | 94.391       | 81.788     |
| Contratos onerosos                                     |     | -          | -          | 16.419       | 11.419     |
| Otras provisiones                                      |     | 4.764      | 2.775      | 4.542        | 12.377     |
| Totales                                                |     | 4.764      | 2.775      | 115.352      | 105.584    |

a) Corresponde a los costos estimados futuros por concepto de remediaciones medio ambientales, plataformas y pozos, y que permitirán, al término de las concesiones, dejar en condiciones de reutilizar para otros fines las zonas de explotación. Esta provisión es calculada y contabilizada a valor presente a igual tasa de descuento del proyecto.

ii) **Movimiento:** El movimiento del periodo de las provisiones detalladas por concepto, es el siguiente:

|                                                           | Desmantelamiento<br>costos<br>reestructuración<br>rehabilitación<br>MUS\$ | Contratos<br>onerosos<br>MUS\$ | Patrimonio<br>negativo<br>MUS\$ | Otras<br>provisiones<br>MUS\$ | Total<br>MUS\$ |
|-----------------------------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------|--------------------------------|---------------------------------|-------------------------------|----------------|
| Saldo inicial al 1 de enero de 2015                       | 81.788                                                                    | 11.419                         | -                               | 15.152                        | 108.359        |
| Provisiones adicionales                                   | 17.536                                                                    | 5.000                          | -                               | 6.235                         | 28.771         |
| Provisión utilizada                                       | (5.208)                                                                   | -                              | -                               | (12.046)                      | (17.254)       |
| Incremento (decremento) en el cambio de Moneda Extranjera | -                                                                         | -                              | -                               | (35)                          | (35)           |
| Otro incremento (decremento)                              | 275                                                                       | -                              | -                               | -                             | 275            |
| Saldo final al 31 de diciembre de 2015                    | 94.391                                                                    | 16.419                         | -                               | 9.306                         | 120.116        |

|                                        | Desmantelamiento<br>costos<br>reestructuración<br>rehabilitación<br>MUS\$ | Contratos<br>onerosos<br>MUS\$ | Patrimonio<br>negativo<br>MUS\$ | Otras<br>provisiones<br>MUS\$ | Total<br>MUS\$ |
|----------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------|--------------------------------|---------------------------------|-------------------------------|----------------|
| Saldo inicial al 1 de enero de 2014    | 71.337                                                                    | 11.419                         | 1.403                           | 63.751                        | 147.910        |
| Provisiones adicionales                | 10.451                                                                    | -                              | -                               | 4.313                         | 14.764         |
| Reversión de provisión                 | -                                                                         | -                              | (1.403)                         | (52.912)                      | (54.315)       |
| Saldo final al 31 de diciembre de 2014 | 81.788                                                                    | 11.419                         | -                               | 15.152                        | 108.359        |

## 23. PROVISIONES POR BENEFICIOS A LOS EMPLEADOS

El detalle de las provisiones por beneficios a los empleados al 31 de diciembre de 2015 y 31 de diciembre de 2014, es el siguiente:

| Concepto:                                        |     | Corriente  |            | No Corriente |            |
|--------------------------------------------------|-----|------------|------------|--------------|------------|
|                                                  |     | 31.12.2015 | 31.12.2014 | 31.12.2015   | 31.12.2014 |
|                                                  |     | MUS\$      | MUS\$      | MUS\$        | MUS\$      |
| Indemnización por años de servicios              | (a) | 884        | 643        | 89.480       | 105.657    |
| Participación en utilidades y bonos del personal | (b) | 14.042     | 15.892     | -            | -          |
| Provisión de vacaciones                          |     | 18.134     | 19.172     | -            | -          |
| Otros beneficios                                 | (c) | 8.738      | 9.220      | -            | 207        |
| Totales                                          |     | 41.798     | 44.927     | 89.480       | 105.864    |

(a) Corresponde a las indemnizaciones por años de servicios a todo evento que el Grupo ENAP mantiene con los

trabajadores, que se detallan en los contratos colectivos vigentes a la fecha. El pasivo reconocido en el balance correspondiente a los planes de beneficios definidos brindados a los trabajadores, es el valor presente de las obligaciones por dichos beneficios definidos (IAS) a la fecha de presentación de los estados financieros consolidados.

La obligación por IAS, es calculada anualmente basada en un modelo actuarial elaborado por un actuario independiente, empleando el método de la Unidad de Crédito Proyectada. El valor presente de las obligaciones por IAS, se determina descontando los flujos futuros estimados utilizando para ello la tasa de interés del bono corporativo serie E en UF nominado en la moneda en que se pagarán los beneficios y considerando los plazos de vencimiento de las obligaciones.

- (b) Corresponden principalmente a participación en utilidades en la sucursal Ecuador, establecidas por ley y bono renta variable asociados a la producción de las refinerías, el cual se encuentra establecido en los contratos colectivos vigentes y otros beneficios establecidos en los contratos de trabajo según sea el caso.
- (c) Las imputaciones registradas en este rubro corresponden a otros beneficios al personal como, gratificaciones, aguinaldo, bono vacaciones, etc.

### 23. 1 Movimiento de provisiones por beneficios a los empleados corriente

El movimiento de las otras provisiones por beneficios a los empleados corriente es el siguiente:

Al 31 de diciembre de 2015

|                                                              | Corriente                                          |                                                 |                                  |                               |                |
|--------------------------------------------------------------|----------------------------------------------------|-------------------------------------------------|----------------------------------|-------------------------------|----------------|
|                                                              | Indemnización<br>por años de<br>servicios<br>MUS\$ | Participación en<br>utilidades y bonos<br>MUS\$ | Provisión<br>vacaciones<br>MUS\$ | Otros<br>provisiones<br>MUS\$ | Total<br>MUS\$ |
| Saldo inicial al 01 de enero de 2015                         | 643                                                | 15.892                                          | 19.172                           | 9.220                         | 44.927         |
| Provisiones adicionales                                      | 3.401                                              | 44.836                                          | 8.718                            | 27.074                        | 84.029         |
| Provisión utilizada                                          | (3.130)                                            | (46.588)                                        | (7.492)                          | (26.515)                      | (83.725)       |
| Incremento (decremento) en el cambio de moneda<br>extranjera | (30)                                               | (98)                                            | (2.264)                          | (1.041)                       | (3.433)        |
| Saldo final al 31 de diciembre de 2015                       | 884                                                | 14.042                                          | 18.134                           | 8.738                         | 41.798         |

Al 31 de diciembre de 2014

|                                                              | Corriente                                          |                                                 |                                  |                               |                |
|--------------------------------------------------------------|----------------------------------------------------|-------------------------------------------------|----------------------------------|-------------------------------|----------------|
|                                                              | Indemnización<br>por años de<br>servicios<br>MUS\$ | Participación en<br>utilidades y bonos<br>MUS\$ | Provisión<br>vacaciones<br>MUS\$ | Otras<br>provisiones<br>MUS\$ | Total<br>MUS\$ |
| Saldo inicial al 01 de enero de 2014                         | 385                                                | 17.305                                          | 18.873                           | 8.057                         | 44.620         |
| Provisiones adicionales                                      | 4.605                                              | 31.473                                          | 15.636                           | 29.418                        | 81.132         |
| Provisión utilizada                                          | (4.311)                                            | (32.544)                                        | (13.837)                         | (27.519)                      | (78.211)       |
| Incremento (decremento) en el cambio de moneda<br>extranjera | (36)                                               | (342)                                           | (1.500)                          | (736)                         | (2.614)        |
| Saldo final al 31 de diciembre de 2014                       | 643                                                | 15.892                                          | 19.172                           | 9.220                         | 44.927         |

Nota: Formando parte de la provisión utilizada de “Participación de utilidades y bonos” se incluye la participación obligatoria al Estado de Ecuador y contratistas de Ecuador.

## 23.2 Movimiento de la Indemnización por años de servicios (IAS) no corriente

El movimiento de la provisión por IAS asociado a costos por servicios presentes y pasados, como de intereses son reconocidos inmediatamente en Resultados, Las pérdidas y ganancias actuariales provenientes de ajustes y cambios en los supuestos actuariales, son reconocidas en Patrimonio en el ejercicio en el cual se generan, el detalle de las IAS no corriente es el siguiente:

| Movimiento:                                               | No Corriente        |                     |
|-----------------------------------------------------------|---------------------|---------------------|
|                                                           | 31.12.2015<br>MUS\$ | 31.12.2014<br>MUS\$ |
| Saldo inicial                                             | 105.657             | 110.138             |
| Costos por servicios                                      | 799                 | 1.225               |
| Costos por intereses                                      | 4.881               | 5.651               |
| Pérdidas actuariales                                      | 2.975               | 8.547               |
| Beneficios pagados                                        | (8.425)             | (4.980)             |
| Incremento (decremento) en el cambio de moneda extranjera | (16.407)            | (14.924)            |
| Totales                                                   | 89.480              | 105.657             |

**Beneficios por Terminación** - Las indemnizaciones por cese se pagan cuando la relación laboral es terminada antes de la fecha normal de jubilación. Se reconocen los beneficios por terminación de acuerdo a los convenios colectivos vigentes. Los beneficios con vencimiento superior a 12 meses posterior al final del período de referencia se descuentan a su valor actual.

**Plan de Participación en Utilidades y Bonos** - La entidad reconoce un pasivo y un gasto para bonos y participación en las utilidades, en base a una fórmula que tiene en cuenta el resultado del ejercicio después de realizar ciertos ajustes. Se reconoce una provisión cuando la entidad, se encuentra obligada contractualmente, o cuando existe una práctica que en el pasado ha creado una obligación implícita.

## 23.3 Hipótesis actuariales

Las hipótesis actuariales en la determinación de la indemnización por años de servicios no corriente son las siguientes:

| Hipótesis:                                           | 31.12.2015 | 31.12.2014 |
|------------------------------------------------------|------------|------------|
| Tasa de descuento Chile                              | 5,91%      | 5,91%      |
| Tasa de descuento Ecuador                            | 6,54%      | 6,54%      |
| Tasa esperada de incremento inicial salarial Chile   | 3,67%      | 3,67%      |
| Tasa esperada de incremento inicial salarial Ecuador | 3,00%      | 3,00%      |
| Tasa de retiro voluntario Chile                      | 2,29%      | 2,29%      |
| Tasa de retiro voluntario Ecuador                    | 2,50%      | 2,50%      |
| Tasa de rotación por despido Chile                   | 0,10%      | 0,10%      |
| Tasa de rotación por despido Ecuador                 | 13,14%     | 13,14%     |
| Tabla de mortalidad Chile                            | RV-2004    | RV-2004    |
| Tabla de mortalidad Ecuador                          | IESS2002   | IESS2002   |
| Edad de jubilación de mujeres                        | 60         | 60         |
| Edad de jubilación de hombres                        | 65         | 65         |

Anualmente, la Empresa realiza una revisión de sus hipótesis actuariales de acuerdo a NIC 19 “Beneficios a los empleados”, la última modificación a la tasa de descuento aplicada por referencia a nuevas curvas de tasas de interés de mercado se realizó en el mes de diciembre de 2014. Ver efecto de sensibilidad en Nota 23.4.-

Los supuestos de mortalidad fueron determinados, de acuerdo a los consejos actuariales de nuestro actuario independiente, conforme la información disponible y representativa del país. Los supuestos de rotación, surgen del análisis interno de la administración de la Empresa.

### 23.4 Análisis de sensibilidad

El siguiente cuadro muestra los efectos de la sensibilización en la tasa de descuento utilizada para determinar el valor actuarial de la provisión de IAS:

|                        | Valor contable | Análisis de sensibilidad |        |
|------------------------|----------------|--------------------------|--------|
| Valor actuarial MUS\$  | 89.480         | 93.034                   | 86.802 |
| Tasa de Descuento      | 5,91%          | 5,33%                    | 6,49%  |
| Sesibilidad porcentual | -              | -10,00%                  | 10,00% |
| Sensibilidad en MUS\$  | -              | 13.898                   | 7.124  |

## 24. PATRIMONIO

### a) Cambios en el patrimonio:

El artículo 2° de la Ley N°20.278 autorizó al Ministerio de Hacienda, mediante Decreto Supremo N°1389 del 29 de octubre de 2008, para efectuar por una sola vez, un aporte extraordinario de capital a la Empresa Nacional del Petróleo por un monto de MUS\$ 250.000, que se financió con recursos disponibles en activos financieros del Tesoro Público. Dicho aporte se concretó mediante una modificación del presupuesto vigente del Tesoro Público que permitió el aporte de capital que se hizo efectivo el día 10 de noviembre de 2008.

Por Ord. N° 64 del 23 de enero de 2009, el Ministerio de Hacienda autorizó lo siguiente:

- a) Suspender temporalmente para el año 2009, la política de traspasos del 100% de los dividendos anuales de las filiales a ENAP, correspondientes al ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2008.
- b) Suspender transitoriamente, para el año 2009, la política de traspaso de utilidades de ENAP al Fisco (por los resultados generados el año 2008).

La política de reparto de utilidad que rige a ENAP, establecida mediante Resolución del Ministerio de Hacienda N°25 de 11 de agosto de 2005, a través del cual se estableció que ENAP debe traspasar un mínimo de recursos al Fisco, ya sea como impuesto a la renta (40%) y/o como anticipo de utilidades, correspondiente a un 14% de rentabilidad sobre el patrimonio, con utilidades retenidas de ejercicios anteriores.

Con fecha 23 de diciembre de 2010 el Ministerio de Hacienda según Oficio Ord. N° 1495, autorizó a capitalizar las utilidades correspondiente al ejercicio 2007, por un monto de MUS\$ 49.632, cuyo traspaso al Fisco fue transitoriamente suspendido mediante Ord. N° 1272 del año 2007.

Por Oficio Ord. N° 1292 del 15 de junio de 2012, el Ministerio de Hacienda, ha resuelto autorizar una política de distribución de utilidades con el objetivo de contribuir a la estabilidad y recomposición de la compañía, en los siguientes términos:

- a) Autorizar a la filial Enap Sipetrol S.A. a capitalizar las utilidades obtenidas el ejercicio 2010.

b) Autorizar a la filial Enap Sipetrol S.A. a capitalizar el 100% de las utilidades obtenidas el ejercicio 2011, de acuerdo a los estados financieros auditados.

c) Mantener la revisión de la situación financiera de la Empresa, para decidir si corresponde autorizar la capitalización de las utilidades de las filiales y de la matriz, en tanto se mantenga la situación de pérdida tributaria.

En atención al punto c) anterior, el Ministerio de Hacienda por Oficio Ord. N° 1125 del 20 de mayo de 2013, autorizó a la filial Enap Sipetrol S.A. a capitalizar el 100% de las utilidades obtenidas el ejercicio 2012, de acuerdo a los estados financieros auditados.

Con fecha 09 de abril de 2014 el Ministerio de Hacienda, según Oficio Ord. N° 733, autorizó a la filial Enap Sipetrol S.A. capitalizar las utilidades correspondiente al ejercicio 2013, por un monto de MUS\$ 115.492, cuyo traspaso al Fisco fue transitoriamente suspendido mediante Ord. N° 1590 del año 2013.

## b) Capital emitido

El detalle del capital pagado al 31 de diciembre de 2015 y 31 de diciembre de 2014, es el siguiente:

| <b>Capital emitido</b> | <b>31.12.2015</b><br>MUS\$ | <b>31.12.2014</b><br>MUS\$ |
|------------------------|----------------------------|----------------------------|
| Capital pagado         | 1.232.332                  | 1.232.332                  |
| Totales                | 1.232.332                  | 1.232.332                  |

ENAP es una empresa 100% de propiedad del Estado de Chile y su capital no se encuentra dividido en acciones.

## Gestión de capital

La gestión de capital, referida a la administración del patrimonio de la compañía, tiene como objetivo principal, la administración de capital del Grupo ENAP, de acuerdo al siguiente detalle:

- Asegurar el normal funcionamiento de sus operaciones, la continuidad del negocio en el largo plazo y la seguridad de suministro de combustibles líquidos para el país.
- Asegurar el financiamiento de nuevas inversiones a fin de mantener un crecimiento sostenido en el tiempo y un cumplimiento cabal de las especificaciones de los combustibles autorizados en Chile.
- Mantener una estructura de capital adecuada acorde a los ciclos económicos que impactan al negocio y a la naturaleza propia de la industria.

Con estos fines, y tomando en consideración la situación actual de fortalecimiento patrimonial de la Empresa, su valor y evolución son controlados e informados al Directorio de la Empresa mensualmente. Esta instancia determina en cada caso los pasos a seguir, la comunicación con el Ministerio de Hacienda, y las potenciales gestiones que se estime oportuno realizar.

### c) Otras Reservas

La composición de este rubro al 31 de diciembre de 2015 y 31 de diciembre de 2014, es el siguiente:

| <b>Composición</b>                                     | <b>31.12.2015</b><br>MUS\$ | <b>31.12.2014</b><br>MUS\$ |
|--------------------------------------------------------|----------------------------|----------------------------|
| Diferencia de cambio por conversión (ii)               | (79.282)                   | (76.561)                   |
| Disponible para la venta                               | 1.190                      | 1.190                      |
| Coberturas de flujo de caja (i)                        | (15.891)                   | (8.684)                    |
| Reservas actuariales en planes de beneficios definidos | (6.559)                    | (4.615)                    |
| Reservas varias (iii)                                  | 27.270                     | 27.270                     |
| <b>Totales</b>                                         | <b>(73.272)</b>            | <b>(61.400)</b>            |

### i) Cobertura de flujo de caja

|                                                                 | <b>Total</b><br><b>31.12.2014</b><br>MUS\$ | <b>Movimiento</b><br><b>2015</b><br>MUS\$ | <b>Total</b><br><b>31.12.2015</b><br>MUS\$ |
|-----------------------------------------------------------------|--------------------------------------------|-------------------------------------------|--------------------------------------------|
| Ganancia /(pérdida) reconocidas en las coberturas de flujos de: |                                            |                                           |                                            |
| Cross Currency Swap / Bonos y Arriendo Financiero               | (12.803)                                   | (8.568)                                   | (21.371)                                   |
| SWAP y Opción ZCC tasa de interés préstamos bancarios           | (20.301)                                   | 5.997                                     | (14.304)                                   |
| Contratos Forward de cambio de moneda extranjera                | 1.364                                      | 718                                       | 2.082                                      |
| Swap de energía eléctrica                                       | -                                          | (21.509)                                  | (21.509)                                   |
| TSS y SDI                                                       | 13.665                                     | 7.153                                     | 20.818                                     |
| Impuesto a la renta y diferido de derivados                     | 9.391                                      | 9.002                                     | 18.393                                     |
| <b>Totales</b>                                                  | <b>(8.684)</b>                             | <b>(7.207)</b>                            | <b>(15.891)</b>                            |

### ii) Diferencia de cambio por conversión

|                                             | <b>31.12.2015</b><br>MUS\$ | <b>31.12.2014</b><br>MUS\$ |
|---------------------------------------------|----------------------------|----------------------------|
| Saldo al inicio del ejercicio               | (76.561)                   | (74.282)                   |
| Resultado por cambios en empresas coligadas | (2.721)                    | (2.279)                    |
| <b>Totales</b>                              | <b>(79.282)</b>            | <b>(76.561)</b>            |

### iii) Otras reservas varias

|                | <b>31.12.2015</b><br>MUS\$ | <b>31.12.2014</b><br>MUS\$ |
|----------------|----------------------------|----------------------------|
| Saldo Inicial  | 27.270                     | 27.195                     |
| Otros cambios  | -                          | 75                         |
| <b>Totales</b> | <b>27.270</b>              | <b>27.270</b>              |

#### d) Ganancias (pérdidas) acumuladas

|                                                | 31.12.2015<br>MUS\$ | 31.12.2014<br>MUS\$ |
|------------------------------------------------|---------------------|---------------------|
| Saldo al inicio del ejercicio                  | (637.827)           | (902.217)           |
| Resultado del período/ejercicio                | 168.919             | 154.937             |
| Efecto cambio tasa impuesto 1a.cat. OC 856 SVS | -                   | 109.495             |
| Otras variación de resultados acumulados       | (1.818)             | (42)                |
| Totales                                        | <u>(470.726)</u>    | <u>(637.827)</u>    |

\* De acuerdo al Oficio Circular N° 856 de la Superintendencia de Valores y Seguros de Chile, de fecha 17 de octubre de 2014, que señaló que las diferencias por concepto de activos y pasivos por impuestos diferidos que se produjesen como efecto directo del incremento de la tasa de impuesto de primera categoría introducido por la Ley N°20.780, se debían contabilizar en el ejercicio respectivo contra patrimonio. El abono por este concepto fue de MUS\$ 109.495, registrado en los presentes estados financieros al 31 de diciembre de 2014.

#### 25. INTERES NO CONTROLABLE

El detalle de los efectos originados por la participación de terceros en el patrimonio del Grupo al 31 de diciembre de 2015 y 2014 y en resultados al 31 de diciembre de 2015 y 2014, es el siguiente:

| Entidad              | Participación no controladora en patrimonio |                     | Ganancia (pérdida) atribuible a participaciones no controladoras |                     |
|----------------------|---------------------------------------------|---------------------|------------------------------------------------------------------|---------------------|
|                      | 31.12.2015<br>MUS\$                         | 31.12.2014<br>MUS\$ | 31.12.2015<br>MUS\$                                              | 31.12.2014<br>MUS\$ |
| Entidad Estructurada | 12.280                                      | 12.404              | 1.514                                                            | 1.656               |
| Enap Refinerías S.A. | 113                                         | 67                  | 49                                                               | 5                   |
| Totales              | <u>12.393</u>                               | <u>12.471</u>       | <u>1.563</u>                                                     | <u>1.661</u>        |

#### 26. SEGMENTOS DE NEGOCIO

##### Criterios de segmentación

La estructura de segmentación utilizada por el Grupo ENAP y definida por el Directorio de ENAP, y definida de acuerdo a NIIF 8 es en primer lugar, en función de las distintas líneas de negocios y en segundo lugar, según su distribución geográfica.

Las líneas de negocios anteriormente mencionadas son E&P (Exploración y Producción), R&C (Refinación y Comercialización) y G&E (Gas & Energía)

##### Segmentos principales de negocio del grupo consolidado:

- Exploración y Producción, incluye las operaciones exploratorias de hidrocarburos (petróleo y gas natural) y de geotermia, así como su desarrollo, producción y comercialización de hidrocarburos en Chile y en el extranjero, en cuatro países: Chile, Argentina, Ecuador y Egipto. En el exterior, ENAP opera a través de la filial Sipetrol S.A. y en Chile, a través de Enap en Magallanes donde gestiona activos de exploración y producción de hidrocarburos en la XII Región. Además desarrolla actividades de exploración de gas a través de la modalidad de Contratos Especiales de

Operación Petrolera (CEOP) en los bloques Coirón, Caupolicán, Lenga y Dorado-Riquelme, en alianza con las compañías Pan American Energy LLC, Greymount y Methanex, respectivamente, todos ubicados en la Región de Magallanes.

- Refinación y Comercialización, incluye las actividades y procesos de Refinación, Optimización, Logística, Trading, Desarrollo de Mercados y Ventas. Las actividades de refinación y comercialización de ENAP son gestionadas por la filial Enap Refinerías S.A. Su negocio consiste principalmente en la compra de crudos en el mercado internacional para su refinación y la posterior comercialización de los productos terminados.

El abastecimiento de petróleo crudo de Enap Refinerías se obtiene mayoritariamente de Sudamérica y Europa Enap Refinerías S.A. es la única empresa que refina petróleo en Chile y la más importante de la costa Pacífico de Centro y Sudamérica. La refinación se lleva a cabo en tres refinerías:

Refinería Aconcagua, ubicada en la Región de Valparaíso, Refinería Bío Bío, en la Región del Biobío, y Refinería Gregorio, en la Región de Magallanes. Las refinerías cuentan con las instalaciones necesarias para la recepción y el almacenamiento de la materia prima, entre ellas cinco terminales marítimos, situados en Quintero, San Vicente, Isla de Pascua, Cabo Negro y Gregorio, estos dos últimos en la Región de Magallanes.

El almacenamiento y transporte de combustibles líquidos y gaseosos, la venta mayorista y la exportación de combustibles corresponde a la Dirección de Almacenamiento y Oleoducto (DAO), que administra la infraestructura logística.

- Gas y Energía, entre las medidas tomadas por la Administración para apoyar la implementación de la Agenda de Energía del Gobierno, con fecha 14 de julio de 2014 se constituyó una tercera Línea de Negocio de ENAP, Línea de Gas & Energía, cuya misión es promover el uso del Gas Natural Licuado (GNL) en la matriz energética nacional, junto con la incorporación de nueva capacidad de generación eléctrica. Incluye las actividades y procesos de comercialización del gas vía gasoductos, gasoducto virtual y GNL Móvil, gestión de nuevos proyectos de energía eléctrica.

A partir del presente año 2015, y de acuerdo a lo requerido por NIIF 8 “Segmentos de Operación”, este segmento se reporta en forma separada en los presentes estados financieros consolidados intermedios, ya que durante el año 2014 no se han generado los driver de control financiero para este propósito. De acuerdo a NIIF 8 la información segmentada del período actual se revela con arreglo tanto al criterio de segmentación anterior como al nuevo.

El Directorio y el Gerente General del Grupo ENAP son los encargados de la toma de decisiones respecto a la administración y asignación de recursos y respecto a la evaluación del desempeño de cada uno de los segmentos operativos anteriormente descritos.

A continuación se presenta la información por segmentos de estas actividades al 31 de diciembre de 2015 con arreglo tanto al criterio de segmentación nuevo como al anterior y al 31 de diciembre de 2014:

**Al 31 de diciembre de 2015**  
**De acuerdo a nuevo criterio de segmentación**

|                                                                                                                                         | E&P<br>MUS\$ | R&C<br>MUS\$ | G&E<br>MUS\$ | (1)<br>MUS\$ | Total<br>MUS\$ |
|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|--------------|--------------|--------------|--------------|----------------|
| Ingresos actividades ordinarias                                                                                                         | 574.310      | 5.500.439    | 276.262      | -            | 6.351.011      |
| Ingresos actividades ordinarias, interlineas                                                                                            | 56.612       | 184.573      | 85.233       | (326.418)    | -              |
| Costos de ventas                                                                                                                        | (481.849)    | (4.971.971)  | (254.236)    | -            | (5.708.056)    |
| Costos de ventas, interlineas                                                                                                           | (54.219)     | (186.966)    | (85.233)     | 326.418      | -              |
| Margen bruto                                                                                                                            | 94.854       | 526.075      | 22.026       | -            | 642.955        |
| Otros ingresos, por función                                                                                                             | 6.031        | 17.037       | -            | 3.717        | 26.785         |
| Costos de distribución                                                                                                                  | (46.628)     | (153.154)    | (20)         | (4.358)      | (204.160)      |
| Gastos de administración                                                                                                                | (32.310)     | (27.792)     | -            | (27.729)     | (87.831)       |
| Otros gastos por función                                                                                                                | (85.545)     | (17.182)     | -            | (1.460)      | (104.187)      |
| Otras ganancias (pérdidas)                                                                                                              | (7.232)      | 112          | -            | 22           | (7.098)        |
| Ingresos financieros                                                                                                                    | 4.494        | 880          | -            | 537          | 5.911          |
| Costos financieros                                                                                                                      | (15.939)     | (104.855)    | -            | (70.175)     | (190.969)      |
| Participación en ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos<br>que se contabilicen utilizando el método de la participación | -            | 1.546        | -            | 13.315       | 14.861         |
| Diferencias de cambio                                                                                                                   | (6.623)      | 11.385       | -            | (8.114)      | (3.352)        |
| Ganancia (pérdida) antes de impuesto                                                                                                    | (88.898)     | 254.052      | 22.006       | (94.245)     | 92.915         |
| (Gasto) ingreso por impuesto a las ganancias                                                                                            | 4.764        | (49.994)     | (5.533)      | 128.330      | 77.567         |
| Ganancia (pérdida)                                                                                                                      | (84.134)     | 204.058      | 16.473       | 34.085       | 170.482        |
| <b>Ganancia (pérdida) atribuible a:</b>                                                                                                 |              |              |              |              |                |
| Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora                                                                     | (83.971)     | 201.962      | 16.473       | 34.455       | 168.919        |
| Ganancia (pérdida) atribuible a participaciones no controladoras                                                                        | (163)        | 2.096        | -            | (370)        | 1.563          |
| Ganancia (pérdida)                                                                                                                      | (84.134)     | 204.058      | 16.473       | 34.085       | 170.482        |

**Al 31 de diciembre de 2015**  
**De acuerdo a criterio de segmentación anterior**

|                                                                                                                                         | E&P<br>MUS\$ | R&C<br>MUS\$ | (1)<br>MUS\$ | Total<br>MUS\$ |
|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|--------------|--------------|--------------|----------------|
| Ingresos actividades ordinarias                                                                                                         | 574.310      | 5.776.701    | -            | 6.351.011      |
| Ingresos actividades ordinarias, interlineas                                                                                            | 56.612       | 184.573      | (241.185)    | -              |
| Costos de ventas                                                                                                                        | (484.434)    | (5.223.622)  | -            | (5.708.056)    |
| Costos de ventas, interlineas                                                                                                           | (54.219)     | (186.966)    | 241.185      | -              |
| Margen bruto                                                                                                                            | 92.269       | 550.686      | -            | 642.955        |
| Otros ingresos, por función                                                                                                             | 6.031        | 17.037       | 3.717        | 26.785         |
| Costos de distribución                                                                                                                  | (46.628)     | (153.174)    | (4.358)      | (204.160)      |
| Gastos de administración                                                                                                                | (32.310)     | (27.792)     | (27.729)     | (87.831)       |
| Otros gastos por función                                                                                                                | (85.545)     | (17.182)     | (1.460)      | (104.187)      |
| Otras ganancias (pérdidas)                                                                                                              | (7.232)      | 112          | 22           | (7.098)        |
| Ingresos financieros                                                                                                                    | 4.494        | 880          | 537          | 5.911          |
| Costos financieros                                                                                                                      | (15.939)     | (104.855)    | (70.175)     | (190.969)      |
| Participación en ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos<br>que se contabilicen utilizando el método de la participación | -            | 1.546        | 13.315       | 14.861         |
| Diferencias de cambio                                                                                                                   | (6.623)      | 11.385       | (8.114)      | (3.352)        |
| Ganancia (pérdida) antes de impuesto                                                                                                    | (91.483)     | 278.643      | (94.245)     | 92.915         |
| (Gasto) ingreso por impuesto a las ganancias                                                                                            | 4.764        | (55.527)     | 128.330      | 77.567         |
| Ganancia (pérdida)                                                                                                                      | (86.719)     | 223.116      | 34.085       | 170.482        |
| <b>Ganancia (pérdida) atribuible a:</b>                                                                                                 |              |              |              |                |
| Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora                                                                     | (86.556)     | 221.020      | 34.455       | 168.919        |
| Ganancia (pérdida) atribuible a participaciones no controladoras                                                                        | (163)        | 2.096        | (370)        | 1.563          |
| Ganancia (pérdida)                                                                                                                      | (86.719)     | 223.116      | 34.085       | 170.482        |

Al 31 de diciembre de 2014

|                                                                                                                                      | E&P<br>MUS\$ | R&C<br>MUS\$ | (1)<br>MUS\$ | Total<br>MUS\$ |
|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|--------------|--------------|--------------|----------------|
| Ingresos actividades ordinarias                                                                                                      | 688.798      | 9.147.848    | -            | 9.836.645      |
| Ingresos actividades ordinarias, interlineas                                                                                         | 137.333      | 341.622      | (478.955)    | -              |
| Costos de ventas                                                                                                                     | (541.593)    | (8.794.614)  | -            | (9.336.206)    |
| Costos de ventas, interlineas                                                                                                        | (62.869)     | (416.086)    | 478.955      | -              |
| Margen bruto                                                                                                                         | 221.669      | 278.770      | -            | 500.439        |
| Otros ingresos, por función                                                                                                          | 8.373        | 25.207       | 4.061        | 37.641         |
| Costos de distribución                                                                                                               | (30.788)     | (147.750)    | (4.152)      | (182.690)      |
| Gastos de administración                                                                                                             | (40.959)     | (24.282)     | (21.066)     | (86.307)       |
| Otros gastos por función                                                                                                             | (26.876)     | (11.384)     | (2.487)      | (40.747)       |
| Otras ganancias (pérdidas)                                                                                                           | -            | 2.132        | (299)        | 1.833          |
| Ingresos financieros                                                                                                                 | 5.067        | 1.032        | 1.516        | 7.615          |
| Costos financieros                                                                                                                   | (3.303)      | (116.769)    | (59.097)     | (179.169)      |
| Participación en ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación | (1)          | 1.395        | 17.291       | 18.685         |
| Diferencias de cambio                                                                                                                | (7.162)      | 12.995       | (13.862)     | (8.029)        |
| Ganancia (pérdida) antes de impuesto                                                                                                 | 126.020      | 21.346       | (78.095)     | 69.271         |
| (Gasto) ingreso por impuesto a las ganancias                                                                                         | (24.399)     | (2.304)      | 114.030      | 87.327         |
| Ganancia (pérdida)                                                                                                                   | 101.621      | 19.042       | 35.935       | 156.598        |
| <b>Ganancia (pérdida) atribuible a:</b>                                                                                              |              |              |              |                |
| Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora                                                                  | 101.516      | 15.106       | 38.315       | 154.937        |
| Ganancia (pérdida) atribuible a participaciones no controladoras                                                                     | 105          | 3.936        | (2.380)      | 1.661          |
| Ganancia (pérdida)                                                                                                                   | 101.621      | 19.042       | 35.935       | 156.598        |

(1) Bajo esta línea se presentan los ajustes de consolidación del Grupo ENAP, siendo los ítems más significativos las transacciones de ingresos y costos por compra/venta de productos e insumos entre las empresas del Grupo y las partidas no distribuidas a los segmentos como costos administrativos asociados al corporativo, resultados de asociadas, otras ganancias y pérdidas e ingresos y costos financieros, principalmente.

Detalle de ingresos por venta según producto y área geográfica:

| Venta por Productos              | 31.12.2015                  |                                  |                      |           | 31.12.2014                  |                                  |           |
|----------------------------------|-----------------------------|----------------------------------|----------------------|-----------|-----------------------------|----------------------------------|-----------|
|                                  | Exploración y<br>Producción | Refinación y<br>Comercialización | Gas y<br>Energía (*) | Total     | Exploración y<br>Producción | Refinación y<br>Comercialización | Total     |
|                                  | MUS\$                       | MUS\$                            | MUS\$                | MUS\$     | MUS\$                       | MUS\$                            | MUS\$     |
| Crudo                            | 270.850                     | 75.490                           | -                    | 346.340   | 423.701                     | 263.713                          | 687.414   |
| Gas Natural                      | 170.728                     | 19.804                           | 276.262              | 466.794   | 141.345                     | 393.305                          | 534.650   |
| Gas Licuado de Petróleo          | -                           | 107.394                          | -                    | 107.394   | -                           | 211.633                          | 211.633   |
| Gasolinas                        | -                           | 2.312.228                        | -                    | 2.312.228 | -                           | 3.272.577                        | 3.272.577 |
| Kerosene                         | -                           | 446.524                          | -                    | 446.524   | -                           | 733.228                          | 733.228   |
| Diesel                           | -                           | 2.018.293                        | -                    | 2.018.293 | -                           | 3.371.053                        | 3.371.053 |
| Petróleo Combustible             | -                           | 364.755                          | -                    | 364.755   | -                           | 718.507                          | 718.507   |
| Petroquímicos                    | -                           | 64.335                           | -                    | 64.335    | -                           | 107.553                          | 107.553   |
| Otros Productos                  | -                           | 80.830                           | -                    | 80.830    | -                           | 73.131                           | 73.131    |
| Venta de Servicios, nacionales   | 7.065                       | 798                              | -                    | 7.863     | 22.825                      | 1.218                            | 24.043    |
| Venta de Servicios, extranjeros  | 95.639                      | -                                | -                    | 95.639    | 86.973                      | -                                | 86.973    |
| Otros, nacionales (incluye N.C.) | (786)                       | 9.988                            | -                    | 9.202     | 1.575                       | 1.929                            | 3.504     |
| Otros, extranjeros               | 30.814                      | -                                | -                    | 30.814    | 12.379                      | -                                | 12.379    |
| Totales                          | 574.310                     | 5.500.439                        | 276.262              | 6.351.011 | 688.798                     | 9.147.847                        | 9.836.645 |

(\*) incluido como parte de Línea Refinación & Comercialización durante el año 2014

| Ventas Geográficas | 31.12.2015                  |                                                |                      |           | 31.12.2014                  |                                                |           |
|--------------------|-----------------------------|------------------------------------------------|----------------------|-----------|-----------------------------|------------------------------------------------|-----------|
|                    | Exploración y<br>Producción | Refinación,<br>Logística y<br>Comercialización | Gas y<br>Energía (*) | Total     | Exploración y<br>Producción | Refinación,<br>Logística y<br>Comercialización | Total     |
|                    | MUS\$                       | MUS\$                                          | MUS\$                | MUS\$     | MUS\$                       | MUS\$                                          | MUS\$     |
| Nacionales         | 136.065                     | 5.339.167                                      | 276.262              | 5.751.494 | 121.840                     | 8.754.710                                      | 8.876.550 |
| Extranjeras        | 438.245                     | 161.272                                        | -                    | 599.517   | 566.958                     | 393.137                                        | 960.095   |
| Totales            | 574.310                     | 5.500.439                                      | 276.262              | 6.351.011 | 688.798                     | 9.147.847                                      | 9.836.645 |

La comercialización de los productos refinados por la filial Enap Refinerías S.A., se canaliza a través de las compañías distribuidoras mayoristas de combustibles y otros derivados. La filial Enap Refinerías S.A. mantiene contratos de abastecimiento con sus principales clientes, asegurando de esta manera el adecuado abastecimiento de combustibles a lo largo del país. Los principales clientes del Grupo ENAP a nivel nacional son Copec, Petrobras, Terpel, Lipigas, Abastecedora de Combustibles y Methanex.

### Activos y Pasivos por Segmentos Operativos

Actualmente el Grupo ENAP no mantiene un control y registro de los activos por segmentos reportables en sus sistemas de reporte interno y tampoco dicha información es utilizada por el Directorio como parte del proceso de toma de decisiones de negocio y asignación de recursos. Los pasivos financieros del Grupo ENAP están centralizados y controlados a nivel corporativo y no se presentan por segmentos reportables.

## 27. INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS

El detalle de este rubro al 31 de diciembre de 2015 y 2014, es el siguiente:

| Detalle                             | 31.12.2015<br>MUS\$ | 31.12.2014<br>MUS\$ |
|-------------------------------------|---------------------|---------------------|
| Venta de crudo                      | 346.341             | 687.414             |
| Venta de gas                        | 386.946             | 479.677             |
| Ingreso por compensación de gas (1) | 79.849              | 54.973              |
| Venta de productos refinados        | 5.394.358           | 8.487.682           |
| Venta de servicios petroleros       | 103.502             | 111.016             |
| Otros ingresos de operación         | 40.015              | 15.883              |
| Totales                             | 6.351.011           | 9.836.645           |

(1) El Ministerio de Energía está facultado para compensar a ENAP por un monto máximo de M\$ 54.112.500 por el año 2015 y M\$ 31.998.845 por el año 2014, de acuerdo a la Ley de Presupuestos del Sector Público aprobada por el congreso de la Nación.

## 28. COSTOS DE VENTAS

El desglose de los costos de ventas al 31 de diciembre de 2015 y 2014:

|                                  | 31.12.2015<br>MUS\$ | 31.12.2014<br>MUS\$ |
|----------------------------------|---------------------|---------------------|
| Costo de crudo y gas             | 490.285             | 838.565             |
| Costo de productos refinados (1) | 4.628.632           | 8.061.219           |
| Costo por venta de servicios     | 76.047              | 93.511              |
| Otros costos de operación        | 513.092             | 342.911             |
| Totales                          | 5.708.056           | 9.336.206           |

- (1) Formando parte del costo de productos refinados se incluyen el efecto neto (cargo o abono) de la liquidación de coberturas TSS durante el ejercicio, abono neto de MUS\$ 316.381 por el ejercicio 2015 y abono neto de MUS\$ 467.725 por el ejercicio 2014, las cuales tuvieron por objetivo desplazar financieramente, la ventana de toma de precios de los embarques de crudo y ajustarla a las fechas en donde los productos refinados toman precio y así poder tener costos de inventario que estén en línea con los precios de los productos que se van a vender, mitigando por medio de la cobertura del costo de venta, el time spread al que la Empresa se encuentra expuesta de manera natural.

## 29. COSTOS DE DISTRIBUCIÓN

El desglose de los costos de distribución al 31 de diciembre de 2015 y 2014:

|                             | <b>31.12.2015</b> | <b>31.12.2014</b> |
|-----------------------------|-------------------|-------------------|
|                             | <b>MUS\$</b>      | <b>MUS\$</b>      |
| Contratos logísticos        | 10.804            | 11.053            |
| Flete crudo y gas           | 3.917             | 4.088             |
| Fletes oleoductos           | 35.365            | 38.249            |
| Fletes marítimos            | 76.587            | 68.769            |
| Fletes productos terrestres | 10.102            | 9.322             |
| Personal                    | 21.377            | 17.512            |
| Otros                       | 46.008            | 33.697            |
| Totales                     | <u>204.160</u>    | <u>182.690</u>    |

## 30. OTROS GASTOS POR FUNCIÓN

El desglose de los otros gastos por función, al 31 de diciembre de 2015 y 2014:

|                                                   | <b>31.12.2015</b> | <b>31.12.2014</b> |
|---------------------------------------------------|-------------------|-------------------|
|                                                   | <b>MUS\$</b>      | <b>MUS\$</b>      |
| Costos de campañas exploratorias                  | 27.406            | 12.861            |
| Deterioro de inversión (ver Nota N°16)            | 20.900            | -                 |
| Provisiones medioambientales y platino            | 19.863            | -                 |
| Pozos secos de exploración y abandonos            | 17.577            | 211               |
| Bajas de propiedad, planta y equipo               | 3.335             | 475               |
| Diferencias de inventarios                        | 3.970             | -                 |
| Costo de venta energía interna                    | 1.377             | -                 |
| Multas, indemnizaciones y finiquitos de contratos | -                 | 9.949             |
| Otros                                             | 9.759             | 17.251            |
| Totales                                           | <u>104.187</u>    | <u>40.747</u>     |

### 31. COSTOS FINANCIEROS

El desglose de los costos financieros al 31 de diciembre de 2015 y 2014, es el siguiente:

| <b>Conceptos</b>                                                    | <b>31.12.2015</b><br>MUS\$ | <b>31.12.2014</b><br>MUS\$ |
|---------------------------------------------------------------------|----------------------------|----------------------------|
| Intereses de sobregiros y préstamos bancarios                       | 31.209                     | 38.329                     |
| Intereses de obligaciones con el público                            | 135.882                    | 115.835                    |
| Intereses de obligaciones por leasing                               | 160                        | 172                        |
| Intereses de otras cuentas por pagar y otros pasivos no financieros | 7.300                      | 13.324                     |
| Otros desembolsos asociados a intereses                             | 3.879                      | 1.429                      |
| <b>Total costo por intereses</b>                                    | <b>178.430</b>             | <b>169.089</b>             |
| Pérdida por liquidaciones de derivados (swap)                       | 9.161                      | 7.180                      |
| Intereses devengados por swap                                       | 3.378                      | 2.900                      |
| <b>Total costos financieros</b>                                     | <b>190.969</b>             | <b>179.169</b>             |

### 32. GASTOS DEL PERSONAL

La composición de esta partida al 31 de diciembre de 2015 y 2014 es el siguiente:

|                                    | <b>31.12.2015</b><br>MUS\$ | <b>31.12.2014</b><br>MUS\$ |
|------------------------------------|----------------------------|----------------------------|
| Sueldos y salarios                 | 170.578                    | 148.298                    |
| Beneficios a corto plazo empleados | 123.778                    | 111.147                    |
| Otros gastos de personal           | 13.241                     | 9.982                      |
| Otros beneficios a largo plazo     | 29.810                     | 29.139                     |
| <b>Totales</b>                     | <b>337.407</b>             | <b>298.566</b>             |

### 33. DIFERENCIAS DE CAMBIO

El detalle de los rubros de activos y pasivos que dan origen a diferencias de cambio que son (debitadas) acreditadas a resultados son los siguientes al 31 de diciembre de 2015 y 2014:

| <b>Conceptos</b>                                                 | <b>31.12.2015</b><br>MUS\$ | <b>31.12.2014</b><br>MUS\$ |
|------------------------------------------------------------------|----------------------------|----------------------------|
| Efectivo y equivalente al efectivo                               | (10.909)                   | (20.525)                   |
| Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar                  | (67.609)                   | (82.970)                   |
| Resultado cobertura forward                                      | 52.497                     | 65.592                     |
| Cuentas por cobrar a entidades relacionadas                      | 1.221                      | (2.413)                    |
| Cuentas por cobrar y por pagar por impuestos                     | (11.421)                   | (13.214)                   |
| Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar          | 16.354                     | 26.691                     |
| Provisiones corriente                                            | 4.014                      | 5.336                      |
| Provisiones no corriente                                         | 17.881                     | 20.465                     |
| Otros pasivos financieros corrientes y no corrientes             | 71.559                     | 85.590                     |
| Resultado cobertura pasivos financieros corriente y no corriente | (72.166)                   | (86.561)                   |
| Otros                                                            | (4.773)                    | (6.020)                    |
| <b>Totales</b>                                                   | <b>(3.352)</b>             | <b>(8.029)</b>             |

## 34. MONEDA EXTRANJERA

| Activos                                                             | Moneda extranjera   | Moneda funcional | 31.12.2015<br>MUS\$ | 31.12.2014<br>MUS\$ |
|---------------------------------------------------------------------|---------------------|------------------|---------------------|---------------------|
| Efectivo y Equivalentes al Efectivo                                 | \$ No reajutable    | Dólar            | 18.875              | 51.462              |
|                                                                     | \$ Argentinos       | Dólar            | 2.270               | 34.513              |
|                                                                     | £ Libras Esterlinas | Dólar            | 82                  | 82                  |
|                                                                     | £ Libras Egipcias   | Dólar            | 26.415              | 29.353              |
| Otros activos no Financieros, Corriente                             | \$ Argentinos       | Dólar            | -                   | -                   |
|                                                                     | \$ No reajutable    | Dólar            | -                   | -                   |
| Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar, corrientes         | \$ No reajutable    | Dólar            | 512.806             | 595.893             |
|                                                                     | \$ reajutable       | Dólar            | -26                 | 298                 |
|                                                                     | \$ Argentinos       | Dólar            | 18.458              | 3.869               |
| Activos por impuestos corrientes                                    | \$ No reajutable    | Dólar            | 64.381              | 21.015              |
|                                                                     | \$ reajutable       | Dólar            | 8.581               | 46.462              |
|                                                                     | \$ Argentinos       | Dólar            | 15.646              | 2.146               |
| Otros activos financieros no corrientes                             | \$ No reajutable    | Dólar            | -                   | 7                   |
|                                                                     | \$ reajutable       | Dólar            | -                   | -                   |
|                                                                     | CHF Franco Suizo    | Dólar            | -                   | -                   |
| Derechos por cobrar no corrientes                                   | \$ No reajutable    | Dólar            | 13                  | 15                  |
|                                                                     | \$ reajutable       | Dólar            | 13.349              | 15.527              |
|                                                                     | \$ Argentinos       | Dólar            | -                   | -                   |
| Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación | \$ reajutable       | Dólar            | 437                 | 389                 |
|                                                                     | Nuevo sol peruano   | Dólar            | -                   | -                   |
| Activos por impuestos diferidos                                     | \$ No reajutable    | Dólar            | 3.848               | 3.369               |
|                                                                     | \$ Argentinos       | Dólar            | 21.982              | 9.538               |
| Totales                                                             |                     |                  | <u>707.117</u>      | <u>813.938</u>      |

|                                                          | Moneda extranjera | Moneda funcional | 31.12.2015             |                             |                            |                           | 31.12.2014             |                             |                            |                           |
|----------------------------------------------------------|-------------------|------------------|------------------------|-----------------------------|----------------------------|---------------------------|------------------------|-----------------------------|----------------------------|---------------------------|
|                                                          |                   |                  | Hasta 90 días<br>MUS\$ | 91 días<br>a 1 año<br>MUS\$ | 1 año<br>a 5 años<br>MUS\$ | más de<br>5 años<br>MUS\$ | Hasta 90 días<br>MUS\$ | 91 días<br>a 1 año<br>MUS\$ | 1 año<br>a 5 años<br>MUS\$ | más de<br>5 años<br>MUS\$ |
| <b>Pasivos</b>                                           |                   |                  |                        |                             |                            |                           |                        |                             |                            |                           |
| Otros pasivos financieros corrientes                     | \$ reajutable     | Dólar            | 5.897                  | 4.836                       | -                          | -                         | 13.651                 | 1.326                       | -                          | -                         |
|                                                          | \$ Argentinos     | Dólar            | 52                     | 156                         | -                          | -                         | 68                     | 205                         | -                          | -                         |
|                                                          | CHF Franco Suizo  | Dólar            | 9.967                  | -                           | -                          | -                         | 320                    | 457                         | -                          | -                         |
| Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar  | \$ No reajutable  | Dólar            | 138.734                | -                           | -                          | -                         | 102.784                | -                           | -                          | -                         |
|                                                          | \$ reajutable     | Dólar            | 1.400                  | -                           | -                          | -                         | 1.708                  | -                           | -                          | -                         |
|                                                          | \$ Argentinos     | Dólar            | 29.237                 | -                           | -                          | -                         | 28.003                 | -                           | -                          | -                         |
| Otras provisiones a corto plazo                          | \$ No reajutable  | Dólar            | -                      | -                           | -                          | -                         | 41                     | -                           | -                          | -                         |
| Pasivos por Impuestos corrientes                         | \$ No reajutable  | Dólar            | 48.439                 | -                           | -                          | -                         | 60.962                 | -                           | -                          | -                         |
|                                                          | \$ reajutable     | Dólar            | 7.884                  | -                           | -                          | -                         | 2.783                  | -                           | -                          | -                         |
|                                                          | \$ Argentinos     | Dólar            | 3.642                  | -                           | -                          | -                         | 22.540                 | -                           | -                          | -                         |
| Provisiones corrientes por beneficios a los empleados    | \$ No reajutable  | Dólar            | 16.718                 | 994                         | -                          | -                         | 17.788                 | 558                         | -                          | -                         |
|                                                          | \$ reajutable     | Dólar            | 4.055                  | 10.996                      | -                          | -                         | 3.735                  | 11.701                      | -                          | -                         |
|                                                          | \$ Argentinos     | Dólar            | 406                    | 3.495                       | -                          | -                         | 2.110                  | 2.111                       | -                          | -                         |
| Otros pasivos financieros no corrientes                  | \$ reajutable     | Dólar            | -                      | -                           | 588.210                    | 134.945                   | -                      | -                           | 528.536                    | 151.104                   |
|                                                          | \$ Argentinos     | Dólar            | 991                    | -                           | 1                          | -                         | 1.122                  | -                           | 140                        | -                         |
|                                                          | CHF Franco Suizo  | Dólar            | -                      | -                           | 232.121                    | -                         | -                      | -                           | 234.727                    | -                         |
| Pasivos no corrientes                                    | \$ No reajutable  | Dólar            | -                      | -                           | 298                        | -                         | -                      | -                           | 2.243                      | -                         |
| Otras provisiones a largo plazo                          | \$ Argentinos     | Dólar            | -                      | -                           | 2.089                      | -                         | -                      | -                           | 2.083                      | -                         |
| Pasivo por impuestos diferidos                           | \$ Argentinos     | Dólar            | -                      | -                           | 41.304                     | -                         | -                      | -                           | 43.748                     | -                         |
| Provisiones no corrientes por beneficios a los empleados | \$ No reajutable  | Dólar            | -                      | -                           | 14.128                     | 80.917                    | -                      | -                           | 31.275                     | 73.927                    |
| Otros pasivos no financieros no corrientes               | \$ Argentinos     | Dólar            | -                      | -                           | 596                        | -                         | -                      | -                           | 818                        | -                         |
| Totales                                                  |                   |                  | <u>267.422</u>         | <u>20.477</u>               | <u>878.747</u>             | <u>215.862</u>            | <u>257.615</u>         | <u>16.358</u>               | <u>843.570</u>             | <u>225.031</u>            |

## 35. INFORMACIÓN SOBRE MEDIO AMBIENTE

A continuación se presenta una breve descripción de los proyectos relacionados con mejoramiento y/o inversión de procesos productivos, verificación y control de cumplimiento de ordenanzas y leyes relativas a procesos e instalaciones industriales y cualquier otro que pudiere afectar en forma directa o indirecta a la protección del medio ambiente:

### ENAP Sipetrol S.A.:

Los recursos destinados a proyectos e iniciativas ambientales en Enap Sipetrol, para sus filiales en Argentina y

Ecuador, tienen relación con los sistemas permanentes de monitoreo de agua, suelo, calidad del aire, gestión de residuos y medio ambiente biótico. Además, otro aspecto relevante tiene relación con los procesos de Implementación y seguimiento al Sistema de Gestión Ambiental certificado en la norma ISO 14001 en los activos de Pampa del Castillo en Argentina, así como el monitoreo y seguimiento al Plan de Manejo Ambiental, para los activos de Cuenca Austral en Argentina, como MDC y PBH en Ecuador. Por último se destaca los procesos de elaboración de Estudios de Impacto Ambiental para el proyecto de Exploración en el bloque Intracampo en Ecuador y el tratamiento de suelos empetrolados en Pampa del Castillo. El monto utilizado para los proyectos e iniciativas ambientales durante el año 2015 en Argentina ascendió a US\$ 2,3 millones. En el caso de Ecuador el monto utilizado para los proyectos e iniciativas ambientales ascendió a US\$ 1,36 millones.

#### **ENAP Magallanes:**

Los recursos destinados a proyectos e iniciativas ambientales en Enap Magallanes tienen relación a aspectos de operación corriente, en la que se incluye principalmente la gestión y control de residuos industriales líquidos y sólidos, abarcando etapas de monitoreo, disposición y normalización de instalaciones asociadas, así como trabajos de remediación de incidentes ambientales. Otro aspecto es lo relacionado a la gestión de permisos ambientales para la cartera de nuevos proyectos de perforación, fracturas hidráulicas y construcción de facilidades, así como el seguimiento de compromisos adquiridos ante la autoridad ambiental. Por último, se encuentra el proyecto multianual de remediación de fosas en Magallanes, que consiste en el saneamiento ambiental de sitios en la región de Magallanes. El monto utilizado para los proyectos e iniciativas ambientales durante el año 2015 en ENAP Magallanes ascendió a US\$ 1,9 millones.

#### **ENAP Refinerías S.A.:**

##### **Refinería Bio Bio:**

El enfoque y los recursos destinados a los proyectos e iniciativas ambientales de la Refinería de Bío Bío tienen relación principalmente con la ejecución de una serie de compromisos adquiridos con la Ilustre Corte de Apelaciones de Concepción (ICA) y la Superintendencia de Medio Ambiente (SMA). Los proyectos e iniciativas concernientes a la Corte de Apelaciones de Concepción están relacionados con un programa de mitigación de olores, cuyo objetivo principal es el manejo de los olores producidos como consecuencia de la actividad de refinación de petróleo en las comunidades vecinas. Este programa considera Proyectos e Iniciativas de Corto (1 año), Mediano (5 años) y Largo Plazo (10 años). En lo referente al plan de acción presentado a la SMA, este abarca proyectos e iniciativas que dicen relación con mejoras a los actuales sistemas de abatimiento de emisiones atmosféricas. El monto utilizado para los proyectos e iniciativas ambientales de Refinería de Bío Bío para el año 2015 fue del orden de US\$ 17,3 millones.

##### **Refinería Aconcagua:**

Los proyectos e iniciativas ambientales definidas para la Refinería de Aconcagua durante el año 2015 que forman parte de un plan de trabajo de largo plazo, están orientadas a actividades que permitan identificar e implementar mejoras en lo referente a emisiones de ruidos, monitoreo de emisiones atmosféricas, de cumplimiento normativo general y de las Resoluciones de Calificación Ambiental vigentes. El monto utilizado para los proyectos e iniciativas ambientales de Refinería de Aconcagua para el año 2015 fue del orden de US\$ 1,1 millones.

### **36. JUICIOS Y COMPROMISOS COMERCIALES**

Existen diversos juicios y acciones legales en que Grupo de Empresas ENAP es la parte demandada. Estos juicios son derivados de sus operaciones, y en general se originan por acciones civiles, tributarias y laborales.

A la fecha de preparación de estos estados financieros consolidados, no se han realizado provisiones contables, adicionales a las indicadas en el rubro “Provisiones varias”, ya que en opinión de la Administración y de sus asesores legales, para aquella parte no provisionada, estos juicios no representan una probabilidad de pérdida material y la probabilidad de una obligación presente es menor a la probabilidad de no existencia o esta probabilidad es remota, en los términos indicados en NIC 37.

A continuación se presenta un detalle de los principales juicios vigentes (para lo cual se utilizó principalmente el criterio de informar aquellos que podrían significar una materialidad de más de MUS\$ 5.000 o tener un efecto material adverso) y su status a la fecha de los presentes estados financieros consolidados es el siguiente:

**En Chile:**

**Enap Refinerías S.A. (Aconagua):**

**Caratulada: Derrame de hidrocarburos de 24 de septiembre de 2014**

Rol N/A; Fiscalía Marítima de Valparaíso/Gobernador Marítimo de Valparaíso

Materia: Derrame de hidrocarburo al mar.

Cuántía: 100.000 pesos oro.

Procedimiento: Administrativo Armada

Breve Relación de Hechos: Derrame de crudo en la bahía de Quintero del B/T Mimosa.

Estado Actual: Con fecha 28 de diciembre de 2015, el Director General del Territorio Marítimo, resuelve el recurso presentado por ERSA haciendo uso del artículo 151 de la Ley de Navegación en la que solicitada la invalidación del procedimiento de la investigación sumaria administrativa, el que fue denegado por la mencionada autoridad. La que rebaja la sanción a 80.000 pesos oro. Se encuentran pendientes los recursos contenciosos-administrativos en contra de la mencionada resolución, y que ERSA interpondrá dentro de los plazos legales. Los recursos de las otras partes no han sido resueltos, aún.

**Partes: Alberto Medina Johansen con Remolcadores Ultratag, Armadores de la Motonave LR Mimosa, Enap Refinerías S.A. y Agental Agencias Marítimas Ltda.**

Rol N°: C-23-2014, Ministro de Corte Apelaciones de Valparaíso Sr. Droppelmann, actuando como Tribunal Unipersonal.

Materia: Indemnización de perjuicios según Ley de Navegación.

Cuántía: El Monto total demandado a las cuatro partes asciende a MUS\$70.000

Breve relación de hechos: Demanda civil de indemnización de perjuicios regulada por el artículo 153 de la Ley de Navegación, para obtener la reparación de los daños emergentes, lucro cesante y daño moral supuestamente sufridos por pescadores y otros, debido a la contaminación causada por el derrame de hidrocarburos en la bahía de Quintero por el B/T Mimosa en momentos en que era tractada por remolcador de alta mar el 24 de septiembre de 2014 en el Terminal Marítimo Monoboya ENAP. Solicita además la constitución de un fondo de MUS\$50 por cada demandante a fin de reconvertir su actividad económica.

Estado actual: Actualmente la causa se encuentra suspendida por resolución judicial. Existe un recurso de reposición pendiente presentado por la parte demandante solicitando que se resuelva por el Tribunal que las causas están en estado de ser contestadas.

**Partes: Sociedad Exportadora y Comercializadora San Diego Ltda. con Remolcadores Ultratag, Armadores de la Motonave LR Mimosa, Enap Refinerías S.A. y Agental Agencias Marítimas Ltda.**

Rol N°: C-1-2015, Ministro de Corte Apelaciones de Valparaíso Sr. Droppelmann, actuando como Tribunal Unipersonal.

Materia: Indemnización de Perjuicios según Ley de Navegación.

Cuántía: Indeterminada. El Monto total demandado a las cuatro partes asciende a MUS\$7.500

Breve relación de hechos: Demanda civil de indemnización de perjuicios regulada por el artículo 153 de la Ley de Navegación, para obtener la reparación de los daños emergentes, lucro cesante y daño moral supuestamente sufridos los dueños de la Sociedad San Diego Ltda., debido a la contaminación causada por el derrame de hidrocarburos en la bahía de Quintero por el B/T Mimosa en momentos en que era tractada por remolcador de alta mar el 24 de septiembre de 2014 en el Terminal Marítimo Monoboya de ENAP. Solicita además la constitución de un fondo de MUS\$50 por cada demandante a fin de reconvertir su actividad económica.

Estado actual: Actualmente la causa se encuentra suspendida por resolución judicial.

**Partes: Ilustre Municipalidad de Quintero con Enap Refinerías S.A. y otro**

RIT N°: D-13-2014. Segundo Tribunal Ambiental de Santiago.

Materia: reparación daño ambiental.

Cuantía: Indeterminada.

Breve relación de hechos: Como consecuencia del derrame de hidrocarburos en la bahía de Quintero ocasionada por el B/T Mimosa, en momentos en que era tractada por remolcador de alta mar el 24 de septiembre de 2014 en el Terminal Marítimo Monoboya ENAP, se habría producido daño al medio ambiente.

Estado actual: Con fecha 6 de octubre la Corte de Apelaciones de Santiago, confirmó la sentencia de fecha 6 de mayo de 2015, mediante la cual el Tribunal Ambiental se declaró incompetente para conocer del asunto, remitiendo los antecedentes al Ministro de Corte de Valparaíso que conoce de las causas civiles en calidad de Tribunal Unipersonal por expresa disposición de la Ley de Navegación. Con fecha 23 de octubre de 2015, ERSa presentó Recurso de Casación en el Fondo en contra de la resolución de la Corte de Apelaciones, a la fecha aún no se resuelve la admisibilidad.

**Partes: Alejandro González González E.I.R.L con Enap Refinerías S.A.**

Rol N°: C-11675-2015. 30° Juzgado Civil de Santiago

Materia: Indemnización de perjuicios por responsabilidad extracontractual.

Cuantía: MUS\$ 10.000

Breve relación de hechos: Se demandan los perjuicios que se habrían sufrido por la existencia de oleoducto de ENAP en terrenos de la demandante, que afectaría la empresa de giro agrícola que desarrolla en los inmuebles.

Estado actual: Una vez notificada la demanda, se interpuso excepción dilatoria de incompetencia por Enap Refinerías S.A. se recibió a prueba el incidente y se ha rendido la misma. El tribunal aún no resuelve la incompetencia.

**Partes: ENAP Refinerías S.A. con Innergy Soluciones Energéticas S.A.**

Rol N°: 2.215 – 2014. Tribunal Arbitral CAM.

Materia: Resolución de contrato con indemnización de perjuicios.

Cuantía: MUS\$ 6.000, más solicitud de pago por cargo fijo por capacidad reservada del contrato 2.

Breve relación de hechos: Enap Refinerías S.A. demanda a Innergy Soluciones Energéticas por el incumplimiento de los contratos 1 y 2 de suministro de gas, solicitando la terminación de ambos contratos, más el pago de indemnización por el incumplimiento contractual de Innergy. Innergy demanda reconventionalmente a ERSa solicitando el pago de USD MM6 (aprox.), por concepto de impagos en cargos fijos de ambos contratos más montos supuestamente adeudados por ERSa.

Estado Actual: Etapa de discusión del arbitraje se encuentra concluida. Pendiente de trámite de conciliación, previo a etapa probatoria.

**Enap Refinerías S.A. (Biobío)**

**Partes: Mendoza Mendoza, Luis con Enap Refinerías S.A. y otros**

Rol: 4-2007; Ministro de la I. Corte de Apelaciones de Concepción, doña Juana Godoy. A esta causa se acumularon todas las demandas indemnizatorias interpuestas y notificadas en tiempo y forma. El procedimiento seguido en el referido juicio corresponde a un Juicio Ordinario especial del artículo 153 Ley de Navegación.

Breve relación de los hechos: En las demandas se solicita una indemnización de perjuicios basada en la responsabilidad extracontractual a consecuencia de un derrame ocurrido en la Bahía de San Vicente.

Estado actual: El proceso judicial se encuentra con el término probatorio vencido. Sin embargo, actualmente se está desarrollando el término especial de prueba, habiéndose rendido prueba de absolución de posiciones. A esta fecha se han celebrado acuerdos transaccionales con 4.140 demandantes, principalmente pescadores artesanales, algueros y armadores, por un monto total del orden de MUS\$ 7.335.

**Partes: Carte con Enap Refinerías S.A. ENAP y otros.**

Rol: 1999-2014; 1° Juzgado Civil de Talcahuano.

Materia: Medida prejudicial probatoria (exhibición de documentos)

Cuantía: No aplica. Futura demanda civil indemnizatoria.

Breve relación de hechos: Vecinos a la planta de ERSa-Hualpén presentan medida prejudicial en contra de ERSa y organismos públicos tendientes a obtener información ante una futura demanda civil.

Estado actual: Se encuentra pendiente la presentación de la demanda civil correspondiente.

### Enap Sipetrol Argentina S.A.:

#### **Compromisos Comerciales:**

La Empresa mantiene los siguientes compromisos comerciales en relación al desarrollo de sus operaciones:

##### **(1) PETROPOWER**

Con ocasión de la celebración del partners agreement entre Enap Refinerías S.A. y Foster Wheeler en relación al proyecto Petropower en enero de 1996, Enap Refinerías S.A. otorgó una declaración de responsabilidad respecto de las obligaciones emanadas del mismo contrato.

En relación con el proyecto Petropower, la filial Enap Refinerías S.A. firmó en 1994 un contrato donde se compromete a pagar una tarifa de procesamiento anual de aproximadamente MUS\$17.400, a cambio del derecho de operar su planta de coquización e hidrotratamiento, además de pagar una tarifa anual de aproximadamente MUS\$9.900 por el abastecimiento de ciertos productos energéticos. Este acuerdo que se firmó está sujeto a escalamiento anual hasta el vencimiento del contrato en 2018.

Otras condiciones de los acuerdos obligan, en caso de una reducción en los ingresos anuales definida en el contrato de procesamiento y demás acuerdos del negocio y después que el operador de la planta ha aportado con el 10% de dicho déficit, a que Enap Refinerías S.A. y su matriz ENAP, contribuyan con el 50% del saldo y Foster Wheeler con el otro 50% del saldo de dicha reducción, que de ocurrir no debería exceder los MUS\$1.400 al año.

Adicionalmente, Enap Refinerías S.A. adquirió la obligación de comprar o programar la venta de los activos de Petropower Energía Ltda. por no menos de MUS\$43.000 en la fecha de término programada del respectivo contrato (año 2018) o en cualquier otra fecha que sea acordada mutuamente entre las partes.

##### **(2) GNL CHILE S.A.**

Con fecha 31 de mayo de 2007, Enap Refinerías S.A. suscribió un contrato de suministro de gas natural (Gas Sales Agreement) con la sociedad GNL Chile S.A. que le permitirá garantizar la seguridad de suministro necesario para la operación de su Refinería de Aconcagua en la comuna de Concón.

Dicho contrato, tiene una duración de 21 años a partir del Early Commercial Operation Date (ECOD), y le permite acceder a 3,2 millones de metros cúbicos por día de gas natural regasificado en la medida que se cuente con los contratos de suministro de GNL. En la misma fecha, GNL Chile S.A. suscribió un contrato con BG que permite a Enap Refinerías S.A. acceder a una cantidad contractual anual máxima de GNL, equivalente a 2,2 millones de metros cúbicos de gas natural por día. Con fecha 15 de junio de 2010, dicho contrato fue modificado incorporando el Patio de Carga de Camiones que le permitirá a Enap Refinerías S.A. acceder a una cantidad adicional de aproximadamente 1.165 metros cúbicos por días de gas natural en estado líquido.

El inicio del suministro de gas natural tuvo lugar durante el mes de agosto de 2009. Las obligaciones contraídas por Enap Refinerías S.A. bajo el contrato de suministro de gas natural, han sido garantizadas por la Empresa Nacional del Petróleo.

Para la obtención de la capacidad diaria señalada, tanto de gas natural regasificado como de GNL a ser transportado a través de cisternas, Enap Refinerías S.A. adquirió el compromiso de pagar anualmente durante la vigencia del Gas Sales Agreement alrededor de MUS\$70.000 a GNL Chile S.A., empresa que el 31 de Mayo de 2007 celebró el contrato Terminal Use Agreement con GNL Quintero S.A.. Bajo esta figura, el monto anual señalado es pagado posteriormente por GNL Chile S.A. a GNL Quintero S.A. por la prestación de servicios de almacenamiento, regasificación y transporte de gas natural hasta el punto de entrega y carguío de cisternas con GNL.

El referido contrato de suministro es parte de un conjunto de contratos comerciales del Proyecto GNL, cuyo cierre definitivo tuvo lugar el 31 de mayo de 2007. Dicho proyecto tiene por objeto la compra de gas natural licuado (GNL)

proveniente del exterior, su almacenamiento y regasificación en la Planta de Regasificación que se ubica en las comunas de Quintero y Puchuncaví de la Región de Valparaíso del país y suministro de gas natural a la zona centro y sur del país.

Con fecha 14 de diciembre de 2012, se suscribió una nueva modificación al Gas Sales Agreement, motivado por la suscripción en la misma fecha de un nuevo contrato de suministro de GNL entre GNL Chile S.A. y su proveedor de GNL, BG. Dicha modificación permite a la filial Enap Refinerías S.A. tener acceso a cantidades de gas natural en nuevas condiciones comerciales a partir del 01 de enero del 2013. Estas condiciones comerciales establecen una cláusula de Take or Pay por 29.693.766 MMBtu's anuales.

### Restricciones:

**ENAP** - Al 31 de diciembre de 2015, la Empresa no mantiene restricciones y cumplimientos de covenants financieros con sus bancos acreedores y bonos con el público.

**Enap Sipetrol Argentina S.A.** - La legislación aplicable a esta Sociedad exige que el 5% de las utilidades del ejercicio deban ser destinadas a la constitución de una reserva legal, cuenta integrante del patrimonio neto, hasta que dicha reserva alcance el 20% del capital social ajustado.

### Cauciones obtenidas de terceros:

**ENAP** - Al 31 de diciembre de 2015, el Grupo ENAP no ha recibido cauciones de terceros.

## 37. GARANTÍAS COMPROMETIDAS CON TERCEROS

### Garantías directas

| Acreeedores de la garantía                      | Descripción                                                                                                                                                                                                                                                                                                                 | Tipo de Garantía                                                                     | MUS\$  |
|-------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|--------------------------------------------------------------------------------------|--------|
| Banco Latinoamericano de Comercio Exterior S.A. | Garantía de ENAP sobre fiel cumplimiento de pago (crédito Argentina).                                                                                                                                                                                                                                                       | Carta aval a primera demanda                                                         | 21.000 |
| BG GLOBAL ENERGY-GNL                            | Garantiza el fiel cumplimiento del contrato de compraventa de Gas Natural Licuado, válida hasta el 01 de marzo de 2016.                                                                                                                                                                                                     | Carta de Crédito                                                                     | 15.243 |
| BG GLOBAL ENERGY-GNL                            | Garantiza el fiel cumplimiento del contrato de compraventa de Gas Natural Licuado, válida hasta el 30 de enero de 2016.                                                                                                                                                                                                     | Carta de Crédito                                                                     | 14.445 |
| Secretaría de Hidrocarburos de Ecuador          | Emisor: EOP operaciones petroleras S.A. Beneficiario: Secretaría de Hidrocarburos de Ecuador. Garantiza 20% de las inversiones mínimas de la Fase I de Exploración del Contrato de Prestación de Servicios para la Exploración y Explotación de Hidrocarburos en el Bloque 28, Ecuador, válida hasta el 13 de mayo de 2016. | Carta de Crédito Standby como contargarantía para emisión de garantía en el exterior | 2.975  |
| Ministerio de Energía                           | Garantizar el fiel cumplimiento de las inversiones y trabajos comprometidos del CEOP Bloque Coirón, válida hasta el 20 de noviembre de 2016.                                                                                                                                                                                | Boleta de Garantía en moneda extranjera                                              | 2.891  |
| BG LNG Trading, LLC-GNL                         | Garantiza el fiel cumplimiento del contrato de compraventa de Gas Natural Licuado, válida hasta el 30 de enero de 2016.                                                                                                                                                                                                     | Carta de Crédito Chile                                                               | 1.500  |
| BG GLOBAL ENERGY-GNL                            | Garantiza el fiel cumplimiento del contrato de compraventa de Gas Natural Licuado, válida hasta el 30 de enero de 2017.                                                                                                                                                                                                     | Carta de Crédito                                                                     | 1.500  |
| Ministerio de Energía                           | Garantizar la ejecución de todas las faenas de abandono de pozos CEOP Dorado-Riquelme. Válida hasta el 26 de septiembre de 2016.                                                                                                                                                                                            | Boleta de Garantía en moneda extranjera                                              | 1.383  |
| Ministerio de Energía                           | Garantizar el abandono del pozo CEOP bloque Caupolicán. Válida hasta el 30 de junio de 2016.                                                                                                                                                                                                                                | Boleta de Garantía en moneda extranjera                                              | 442    |
| Varios acreedores                               | Varias garantías menores. (ENAP, ERSa y Enap Sipetrol S.A.)                                                                                                                                                                                                                                                                 | varias                                                                               | 3.954  |
| Banco BNP Paribas (*)                           | Prenda de 22.199.866 acciones de Productora de Diesel S.A. en garantía del crédito obtenido para el financiamiento del proyecto, cuya vigencia es hasta el año 2017.                                                                                                                                                        | Prenda comercial de acciones                                                         | -      |
| Citibank (*)                                    | Prenda de 1.010.000 acciones de Energía Concón S.A., en garantía del pago del crédito obtenido para el financiamiento del proyecto, cuya vigencia es hasta el año 2020.                                                                                                                                                     | Prenda comercial de acciones                                                         | -      |

(\*) Ver nota N° 20

### 38. AMBITO DE CONSOLIDACIÓN

a) Detalle de porcentajes de participación en sociedades incluidas en el ámbito de consolidación, es el siguiente:

| Compañía                                              | País        | Moneda funcional | Porcentaje de participación |            | Porcentaje con derecho a voto |            | Relación con Matriz  |
|-------------------------------------------------------|-------------|------------------|-----------------------------|------------|-------------------------------|------------|----------------------|
|                                                       |             |                  | 31.12.2015                  | 31.12.2014 | 31.12.2015                    | 31.12.2014 |                      |
| Enap Refinerías S.A.                                  | Chile       | Dólar            | 99,98%                      | 99,98%     | 99,98%                        | 99,98%     | Filial Directa       |
| Enap Sipetrol S.A.                                    | Chile       | Dólar            | 100%                        | 100%       | 100%                          | 100%       | Filial Directa       |
| Petro Servicios Corp. S.A.                            | Argentina   | Dólar            | 100%                        | 100%       | 100%                          | 100%       | Filial Indirecta     |
| Gas de Chile S.A.                                     | Chile       | Pesos            | 100%                        | 100%       | 100%                          | 100%       | Filial Directa       |
| Petrosul S.A.                                         | Chile       | Dólar            | 100%                        | 100%       | 100%                          | 100%       | Filial Indirecta     |
| Energía Concón S.A.                                   | Chile       | Dólar            | 100%                        | 100%       | 100%                          | 100%       | Filial Indirecta     |
| Productora de Diesel S.A.                             | Chile       | Dólar            | 100%                        | 100%       | 100%                          | 100%       | Filial Indirecta     |
| Cía. de Hidrógeno del Bío - Bío S.A.                  | Chile       | Dólar            | 10%                         | 10%        | 10%                           | 10%        | Entidad Estructurada |
| Enap Sipetrol Argentina S.A.                          | Argentina   | Dólar            | 100%                        | 100%       | 100%                          | 100%       | Filial Indirecta     |
| Enap Sipetrol (UK) Limited                            | Reino Unido | Dólar            | 100%                        | 100%       | 100%                          | 100%       | Filial Indirecta     |
| Sipetrol International S.A.                           | Uruguay     | Dólar            | 100%                        | 100%       | 100%                          | 100%       | Filial Indirecta     |
| Sociedad Internacional<br>Petrolera Enap Ecuador S.A. | Ecuador     | Dólar            | 100%                        | 100%       | 100%                          | 100%       | Filial Indirecta     |
| EOP Operaciones Petroleras S.A. (1)                   | Ecuador     | Dólar            | 100%                        | -          | 100%                          | -          | Filial Indirecta     |

- (1) Con fecha 5 de enero de 2015 se inscribió en el Registro de Escrituras Públicas de la ciudad de Quito, Ecuador, la filial EOP Operaciones Petroleras S.A. con una participación de un 99% (99.000 acciones) de ENAP Sipetrol S.A. y 1% (1.000 acciones) de ENAP Refinerías S.A. y un capital social de MUS\$ 100.

EOP Operaciones Petroleras S.A. es miembro Operador en un contrato, con la Secretaría de Hidrocarburos de Ecuador, de Prestación de Servicios para la Exploración y Explotación de Hidrocarburos del Bloque Veinte y ocho (28) de la región Amazónica Ecuatoriana, a través del Consorcio del Bloque 28 constituido el 7 de abril de 2015 por Empresa Pública de Exploración y Explotación de Hidrocarburos Petroamazonas EP (51%), EOP Operaciones Petroleras S.A.(42%) y Empresa Estatal Unitaria Unión de Empresas Productoras Belorusneft (7%). Las primeras actividades programadas tienen que ver con estudios geológicos de superficie, la tramitación de permisos sociales y ambientales, y la perforación de un pozo exploratorio.

- (2) Con fecha 29 de octubre de 2015, el Grupo traspasó la propiedad de Petro Servicios Corp S.A. de la siguiente manera: ENAP traspasó un 99,4% a Enap Sipetrol S.A., y Enap Refinerías S.A. traspasó un 0,1% a Enap Sipetrol S.A., como resultado al 31 de diciembre de 2015 la propiedad de Petro Servicios Corp S.A. es de Enap Sipetrol S.A. con un 99,5% y ENAP un 0,5%, esta operación no tuvo efectos a nivel consolidado.

**b) Actividad de sociedades incluidas en el ámbito de consolidación:**

| <b>Compañía</b>                                  | <b>Actividad</b>                                                                                                                                                                                                   |
|--------------------------------------------------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Enap Refinerías S.A.                             | Compra y refinación de crudo y productos derivados.                                                                                                                                                                |
| Enap Sipetrol S.A.                               | Exploración, producción y comercialización de hidrocarburos y prestar servicios de asesoría en Chile y en el extranjero.                                                                                           |
| Petro Servicios Corp. S.A.                       | Servicios Petroleros.                                                                                                                                                                                              |
| Gas de Chile S.A.                                | Importación, exportación y operación en general de toda clase de combustibles y subproductos derivados, en especial gas natural en cualquiera de sus estados.                                                      |
| Petrosul S.A.                                    | Construcción, implementación, operación y explotación de Plantas de Azufre.                                                                                                                                        |
| Energía Concón S.A.                              | Construcción, implementación, operación y explotación de Planta de Cocker.                                                                                                                                         |
| Productora de Diesel S.A.                        | Construcción y operación de Planta destinada a la refinación de productos derivados del petróleo.                                                                                                                  |
| Cía. de Hidrógeno del Bío - Bío S.A.             | Construcción y operación de una planta industrial ubicada en el recinto de Enap Refinerías S.A., en la comuna de Talcahuano y destinada a la producción de hidrógeno de alta pureza.                               |
| Enap Sipetrol Argentina S.A.                     | Formación de Uniones Transitorias de Empresas (UTE), agrupaciones de colaboración, joint venture, consorcios u otra forma de asociación para exploración, explotación y transporte de hidrocarburos.               |
| Enap Sipetrol (UK) Limited                       | Prospecciones, explorar, desarrollar, mantener y trabajar terrenos, pozos, minas y derechos de explotación minera, derechos y concesiones de perforación para contener el petróleo, gas, aceite u otros minerales. |
| Sipetrol International S.A.                      | Realizar y administrar inversiones. Una o más de las actividades de exploración, explotación o beneficio de yacimientos que contengan hidrocarburos.                                                               |
| Sociedad Internacional<br>Petrolera Enap Ecuador | Exploración, explotación, procesamiento, distribución, comercialización, transporte y servicios petroleros.                                                                                                        |
| EOP Operaciones Petroleras S.A.                  | Estudios geológicos de superficie, y la perforación de un pozo exploratorio.                                                                                                                                       |

**c) Información financiera resumida de filiales, incluyendo la entidad estructurada.**

| <b>Al 31 de diciembre de 2015</b>                |                  |                     |                  |                     |                   |                   |                  |
|--------------------------------------------------|------------------|---------------------|------------------|---------------------|-------------------|-------------------|------------------|
| <b>Compañía</b>                                  | <b>Activos</b>   |                     | <b>Pasivos</b>   |                     | <b>Ingresos</b>   | <b>Gastos</b>     | <b>Resultado</b> |
|                                                  | <b>Corriente</b> | <b>No corriente</b> | <b>Corriente</b> | <b>No corriente</b> | <b>Ordinarios</b> | <b>Ordinarios</b> | <b>ejercicio</b> |
|                                                  | <b>MUS\$</b>     | <b>MUS\$</b>        | <b>MUS\$</b>     | <b>MUS\$</b>        | <b>MUS\$</b>      | <b>MUS\$</b>      | <b>MUS\$</b>     |
| Enap Refinerías S.A.                             | 1.077.908        | 2.057.130           | 2.240.014        | 305.911             | 5.727.746         | (5.153.156)       | 245.816          |
| Enap Sipetrol S.A.                               | 176.957          | 739.726             | 191.089          | 140.664             | 442.283           | (333.690)         | 9.088            |
| Petro Servicios Corp. S.A.                       | 931              | -                   | 67               | -                   | -                 | -                 | (119)            |
| Gas de Chile S.A.                                | 590              | 3.686               | 34               | -                   | -                 | -                 | 422              |
| Petrosul S.A.                                    | 11.791           | 11.223              | 1.787            | 5.541               | 1.223             | -                 | (347)            |
| Energía Concón S.A.                              | 79.546           | 291.221             | 81.917           | 248.336             | 18.506            | -                 | 3.538            |
| Productora de Diesel S.A.                        | 30.228           | 14.535              | 23.032           | 4.718               | 2.093             | -                 | (445)            |
| Cía. de Hidrógeno del Bío - Bío S.A.             | 5.102            | 13.987              | 1.307            | 4.137               | 3.442             | 1.210             | 1.659            |
| Enap Sipetrol Argentina S.A.                     | 54.476           | 372.562             | 165.914          | 132.433             | 266.954           | (248.563)         | (32.364)         |
| Enap Sipetrol (UK) Limited                       | 1.215            | -                   | 168              | -                   | -                 | -                 | -                |
| Sipetrol International S.A.                      | 83.407           | 103.132             | 11.888           | -                   | 82.593            | (28.211)          | 48.873           |
| Sociedad Internacional<br>Petrolera Enap Ecuador | -                | -                   | -                | -                   | -                 | -                 | -                |
| EOP Operaciones Petroleras S.A.                  | 1.020            | 119                 | 137              | -                   | -                 | -                 | (98)             |
| <b>Al 31 de diciembre de 2014</b>                |                  |                     |                  |                     |                   |                   |                  |
| <b>Compañía</b>                                  | <b>Activos</b>   |                     | <b>Pasivos</b>   |                     | <b>Ingresos</b>   | <b>Gastos</b>     | <b>Resultado</b> |
|                                                  | <b>Corriente</b> | <b>No corriente</b> | <b>Corriente</b> | <b>No corriente</b> | <b>Ordinarios</b> | <b>Ordinarios</b> | <b>ejercicio</b> |
|                                                  | <b>MUS\$</b>     | <b>MUS\$</b>        | <b>MUS\$</b>     | <b>MUS\$</b>        | <b>MUS\$</b>      | <b>MUS\$</b>      | <b>MUS\$</b>     |
| Enap Refinerías S.A.                             | 1.517.981        | 2.191.399           | 3.019.763        | 331.413             | 9.058.779         | (8.774.541)       | 30.750           |
| Enap Sipetrol S.A.                               | 196.712          | 702.867             | 140.805          | 182.677             | 575.651           | (386.474)         | 114.699          |
| Petro Servicios Corp. S.A.                       | 1.083            | 1                   | 38               | -                   | -                 | -                 | (178)            |
| Gas de Chile S.A.                                | 664              | 3.848               | 21               | -                   | -                 | -                 | 200              |
| Petrosul S.A.                                    | 7.020            | 15.937              | 2.009            | 5.226               | 1.771             | -                 | 1.468            |
| Energía Concón S.A.                              | 68.789           | 332.979             | 71.912           | 297.034             | 20.442            | -                 | 7.942            |
| Productora de Diesel S.A.                        | 27.433           | 24.869              | 22.632           | 12.418              | 2.936             | -                 | 2.730            |
| Cía. de Hidrógeno del Bío - Bío S.A.             | 3.942            | 16.857              | 2.366            | 4.651               | 3.749             | 1.210             | 1.839            |
| Enap Sipetrol Argentina S.A.                     | 79.960           | 390.090             | 131.736          | 166.936             | 359.388           | (302.214)         | 20.924           |
| Enap Sipetrol (UK) Limited                       | 1.215            | -                   | 168              | -                   | -                 | -                 | -                |
| Sipetrol International S.A.                      | 94.000           | 104.223             | 10.134           | -                   | 129.342           | (28.738)          | 92.409           |
| Sociedad Internacional<br>Petrolera Enap Ecuador | 6                | -                   | 25               | -                   | -                 | -                 | -                |

### 39. HECHOS POSTERIORES

Entre el 1 de enero de 2016 y la fecha de emisión de estos estados financieros consolidados, no han ocurrido hechos posteriores que puedan afectar significativamente la razonabilidad de estos.

\*\*\*\*\*



**ANÁLISIS RAZONADO  
DE LOS ESTADOS DE SITUACIÓN FINANCIERA  
CONSOLIDADOS**

**CORRESPONDIENTE AL EJERCICIO  
TERMINADO AL 31 DE DICIEMBRE DE 2015**

**EMPRESA NACIONAL DEL PETRÓLEO**

**2015**

A continuación se presenta el Estado de Situación Financiera Consolidado de Empresa Nacional del Petróleo (ENAP) y Filiales, al 31 de diciembre de 2015 comparado con el ejercicio terminado al 31 de diciembre 2014, y los resultados consolidados de ENAP, para los ejercicios comprendidos entre el 01 de enero y el 31 de diciembre de los años 2015 y 2014. Todas las cifras están expresadas en dólares de los Estados Unidos de Norteamérica y de acuerdo a las Normas Internacionales de Información Financiera NIIF (IFRS).

## **1.- RESUMEN EJECUTIVO**

A pesar de la volatilidad de la Industria y del escenario económico internacional adverso, ENAP alcanzó resultados históricos al 31 de diciembre de 2015. El EBITDA generado al 31 de diciembre de 2015 alcanzó a US\$ 742 millones, lo que se compara positivamente con US\$ 621 millones generados en igual ejercicio del año anterior. En esa misma línea, el patrimonio de ENAP alcanzó los US\$ 701 millones al 31 de diciembre de 2015, incrementándose en US\$ 155 millones respecto al 31 de diciembre de 2014. Finalmente la utilidad al 31 de diciembre de 2015 ascendió a US\$ 170 millones, generando una variación positiva de US\$ 13 millones en comparación con la utilidad al 31 de diciembre de 2014, la que llegó a US\$ 157 millones.

El margen bruto se incrementó en US\$ 142 millones en el 2015 comparado con el 2014, alcanzando los US\$ 643 millones al cierre del 2015. Esta variación positiva de US\$ 142 millones en el margen bruto se explica principalmente por un aumento de US\$ 243 millones en el margen bruto de la Línea de Negocio de Refinación y Comercialización (R&C), una disminución de US\$ 121 millones en el margen bruto de la Línea de Negocio de Exploración y Producción (E&P) y un incremento del margen bruto de US\$ 20 millones en la nueva Línea de Negocio de Gas y Energía (G&E), que se presenta a partir de este año.

La variación positiva del Margen Bruto de la Línea de Negocio de R&C se explica por el incremento de aproximadamente 5,5 US\$/Bbl del margen de refinación a diciembre de 2015 comparado con el ejercicio 2014. A esto se suma el costo de compra promedio de la materia prima que pasó de 98 US\$/Bbl al 31 de diciembre de 2014 a 51 US\$/Bbl al 31 de diciembre de 2015, sumado esto a la optimización en la canasta de compra de crudo. Adicionalmente lo anterior se suma una baja en los costos no crudo, principalmente costos de energía (GNL, Energía eléctrica, Vapor, etc.)

La disminución del Margen Bruto de la Línea de Negocio de E&P, se debe la disminución en el margen de Argentina por cambio en el mix de ventas, menor volumen de exportación y menores precios en el mercado local; la disminución en el margen de Egipto debido al menor precio de crudo de 46% versus el año 2014 lo que impacta negativamente en los ingresos y a la disminución en el margen en E&P Magallanes por menores ingresos de crudo debido a menores precios que el 2014. Lo anterior se compensa levemente con el aumento de margen en Ecuador asociados a mayores ingresos de ventas de servicios petroleros por mayor volumen y precio.

**RESUMEN ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS**

| Cifras en Millones de dólares (US\$)                       |               |               |            |              |
|------------------------------------------------------------|---------------|---------------|------------|--------------|
| <b>ESTADO DE RESULTADOS CONSOLIDADOS</b>                   | <b>dic-15</b> | <b>dic-14</b> | <b>Var</b> | <b>Var.%</b> |
| Ingresos de actividades ordinarias                         | 6.351         | 9.837         | (3.486)    | 35,4%        |
| Costos de ventas                                           | (5.708)       | (9.336)       | 3.628      | 38,9%        |
| <b>Margen bruto</b>                                        | <b>643</b>    | <b>501</b>    | <b>142</b> | <b>28,3%</b> |
| Otros ingresos, por función                                | 26            | 37            | (11)       | 29,7%        |
| Costos de distribución                                     | (204)         | (183)         | (21)       | 11,5%        |
| Gasto de administración                                    | (88)          | (87)          | (1)        | 1,1%         |
| Otros gastos, por función                                  | (104)         | (41)          | (63)       | 153,7%       |
| Otras ganancias (pérdidas)                                 | (7)           | 2             | (9)        | 450,0%       |
| Ingresos financieros                                       | 6             | 8             | (2)        | 25,0%        |
| Costos financieros                                         | (191)         | (179)         | (12)       | 6,7%         |
| Participación en asociadas                                 | 15            | 19            | (4)        | 21,1%        |
| Diferencias de cambio                                      | (3)           | (8)           | 5          | 62,5%        |
| Utilidad antes de impuestos                                | 93            | 69            | 24         | 34,8%        |
| Beneficio (gasto) por impuestos a las ganancias            | 77            | 87            | (10)       | 11,5%        |
| <b>Utilidad del ejercicio</b>                              | <b>170</b>    | <b>157</b>    | <b>13</b>  | <b>8,3%</b>  |
| Utilidad atribuible a las participaciones no controladoras | 2             | 2             | 0          | 0,0%         |
| Utilidad atribuible a los propietarios de la controladora  | 168           | 155           | 13         | 8,4%         |

| Cifras en Millones de dólares (US\$)                         |               |               |              |              |
|--------------------------------------------------------------|---------------|---------------|--------------|--------------|
| <b>ESTADO DE SITUACIÓN FINANCIERA CONSOLIDADOS</b>           | <b>dic-15</b> | <b>dic-14</b> | <b>Var</b>   | <b>Var.%</b> |
| <b>ACTIVOS</b>                                               | <b>5.454</b>  | <b>5.657</b>  | <b>(203)</b> | <b>3,6%</b>  |
| Efectivo y equivalentes al efectivo                          | 114           | 154           | (40)         | 26,0%        |
| Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes   | 632           | 700           | (68)         | 9,7%         |
| Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corriente       | 27            | 33            | (6)          | 18,2%        |
| Inventarios                                                  | 566           | 758           | (192)        | 25,3%        |
| Activos por impuestos corrientes                             | 92            | 82            | 10           | 12,2%        |
| Otros activos financieros corrientes                         | 90            | 211           | (121)        | 57,3%        |
| Otros activos corrientes                                     | 4             | (14)          | 18           | 128,6%       |
| Inversiones contabilizadas por el método de la participación | 147           | 127           | 20           | 15,7%        |
| Propiedades, planta y equipo, neto                           | 2.798         | 2.736         | 62           | 2,3%         |
| Activos por impuestos diferidos                              | 888           | 761           | 127          | 16,7%        |
| Otros activos no corrientes                                  | 96            | 109           | (13)         | 11,9%        |
| <b>PASIVOS</b>                                               | <b>4.753</b>  | <b>5.111</b>  | <b>(358)</b> | <b>7,0%</b>  |
| Otros pasivos financieros corrientes                         | 492           | 459           | 33           | 7,2%         |
| Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar      | 436           | 730           | (294)        | 40,3%        |
| Cuentas por pagar a entidades relacionadas, corriente        | 39            | 46            | (7)          | 15,2%        |
| Otros pasivos corrientes                                     | 128           | 157           | (29)         | 18,5%        |
| Otros pasivos financieros no corrientes                      | 3.310         | 3.372         | (62)         | 1,8%         |
| Otros pasivos no corrientes                                  | 348           | 347           | 1            | 0,3%         |
| <b>PATRIMONIO</b>                                            | <b>701</b>    | <b>546</b>    | <b>155</b>   | <b>28,4%</b> |

## 2.- ANÁLISIS DEL ESTADO DE RESULTADOS

### INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS

| INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS             |              |              |                |              |
|------------------------------------------------|--------------|--------------|----------------|--------------|
| Cifras en Millones de dólares (US\$)           |              |              |                |              |
|                                                | dic-15       | dic-14       | Var.<br>US\$   | Var. %       |
| Ingresos por ventas productos propios (R&C)    | 4.594        | 7.476        | (2.882)        | 38,6%        |
| Ingresos por ventas productos importados (R&C) | 802          | 1.018        | (216)          | 21,2%        |
| Ingresos por ventas E&P                        | 573          | 689          | (116)          | 16,8%        |
| Ingresos por ventas gas natural importado      | 271          | 393          | (122)          | 31,1%        |
| Ingresos por ventas de servicios               | 35           | (3)          | 38             | 1280,7%      |
| <b>TOTAL INGRESOS ORDINARIOS</b>               | <b>6.351</b> | <b>9.837</b> | <b>(3.486)</b> | <b>35,4%</b> |

La disminución en los ingresos por venta de productos propios (US\$ 2.882 millones), se explica principalmente por la reducción del precio internacional de los productos, lo cual repercute en los precios de venta en el mercado local. El precio de venta promedio de productos propios disminuyó desde 115,9 US\$/Bbl durante el año 2014 a un promedio de 71,7 US\$/Bbl durante el año 2015 (38,1%).

Con respecto a la venta de producto importados de R&C (Diésel, Gasolinas y Petróleo Combustible), éstas totalizaron una venta de 1.910,4 Mm3 en ejercicio 2015, lo cual se compara con los 1.659,4 Mm3 del ejercicio anterior. Este aumento de un 15,1% se explica principalmente para cubrir parte de menor producción propia derivada del mantenimiento mayor programado (paro de planta) realizado en la refinería Bio-Bio. No obstante lo anterior la reducción del precio internacional de los productos explica que a nivel de ingresos se refleje una baja de US\$ 216 millones entre ambos ejercicios.

Las ventas de gas natural importado (Línea de negocio G&E) alcanzaron los 31,1 millones de MMBtu durante el año 2015, levemente superior a los 29,9 millones de MMBtu de venta durante el año 2014, la baja en el ingreso se debe a menores precios del commodity en el mercado internacional.

Los ingresos por venta en E&P disminuyeron en US\$ 116 millones originado principalmente en Egipto con una disminución de US\$ 47 millones debido al menor precio de crudo versus el año 2014 (Brent 2015: 53,64 US\$/bbl vs Brent 2014: 99,51 US\$/bbl); Argentina US\$ 45 millones por cambio en el mix de ventas, menor volumen de exportación y menores precios en el mercado local y en Magallanes con un menor ingreso de US\$ 31 millones debido al menor precio de crudo. Lo anterior se compensa en parte por un aumento en Ecuador de US\$ 7 millones asociados a mayores ingresos de crudo por mayor volumen y precio.

Los ingresos asociados a la compensación del Estado que cubre el menor valor que se obtiene de las ventas de gas producido en la Región de Magallanes, ascendieron a US\$ 79,8 millones (US\$ 56,0 millones a diciembre de 2014).

## COSTOS DE VENTAS

En línea con la baja en los ingresos, los costos de ventas de ENAP al 31 de diciembre de 2015 disminuyeron en US\$ 3.628 millones, aumentando el margen de beneficio bruto a 10%, en contraste con el 5% para el ejercicio anterior. El detalle es el siguiente:

| Cifras en Millones de dólares (US\$)           |         |      |         |      |         |
|------------------------------------------------|---------|------|---------|------|---------|
| Ratio Costo de venta a Ingresos de actividades | dic-15  | %    | dic-14  | %    | Var     |
| Ingresos de actividades ordinarias             | 6.351   | 100% | 9.837   | 100% | (3.486) |
| Costos de ventas                               | (5.708) | -90% | (9.336) | -95% | 3.628   |
| Margen bruto                                   | 643     | 10%  | 501     | 5%   | 142     |

La baja en el costo de venta de US\$ 3.628 millones, se explica principalmente por la variación de los siguientes conceptos:

| Cifras en Millones de dólares (US\$) |                |                |              |              |
|--------------------------------------|----------------|----------------|--------------|--------------|
| Costo de venta desagregados          | dic-15         | dic-14         | Var          | Var. %       |
| Costos por compra de crudo           | (3.261)        | (6.262)        | 3.001        | 47,9%        |
| Costos operacionales no crudo        | (884)          | (923)          | 39           | 4%           |
| Costo de producción E&P              | (470)          | (536)          | 66           | 12,3%        |
| Costos de compra de productos        | (764)          | (1.003)        | 239          | 24%          |
| Costo de venta de crudo              | (75)           | (264)          | 188          | 71,4%        |
| Costo por venta de gas natural       | (253)          | (348)          | 95           | 27%          |
| <b>TOTAL COSTO DE VENTA</b>          | <b>(5.708)</b> | <b>(9.336)</b> | <b>3.628</b> | <b>38,9%</b> |

El costo de compra de crudo disminuyó US\$ 3.001 millones (47,9%) lo que se explica por una baja en el precio del costo promedio de la materia prima que pasó de 98,3 US\$/Bbl durante el año 2014 a 50,9 US\$/Bbl durante el año 2015, relacionado con la caída del precio internacional y a la optimización del proceso de compra de crudo.

Formando parte del costo de compra de crudo se incluyen el efecto neto (cargo o abono) de la liquidación de coberturas Time Spread Swap durante el ejercicio, abono neto de MUS\$ 316.381 por el ejercicio 2015 y abono neto de MUS\$ 467.725 por el ejercicio 2014, las cuales tuvieron por objetivo desplazar, financieramente, la ventana de toma de precios de los embarques de crudo y ajustarla a las fechas en donde los productos refinados toman precio y así poder tener costos de inventario que estén en línea con los precios de los productos que se van a vender, mitigando por medio de la cobertura del costo de venta, el time spread al que la Empresa se encuentra expuesta de manera natural.

Los costos no crudos presentaron las siguientes variaciones durante el ejercicio 2015 respecto a 2014:

| Cifras en Millones de dólares (US\$) |              |              |           |             |
|--------------------------------------|--------------|--------------|-----------|-------------|
| Detalle Costos no crudo              | dic-15       | dic-14       | Var       | Var. %      |
| Costos variables                     | (433)        | (490)        | 57        | 11,6%       |
| Costos fijos                         | (240)        | (247)        | 7         | 2,8%        |
| Depreciación                         | (175)        | (166)        | (9)       | 5,4%        |
| Logística                            | (36)         | (20)         | (16)      | 80,0%       |
| <b>TOTAL COSTO NO CRUDO</b>          | <b>(884)</b> | <b>(923)</b> | <b>39</b> | <b>4,2%</b> |

Los costos variables disminuyeron en US\$ 57 millones, principalmente por menores costos de energía (GNL, Energía eléctrica, vapor y consumo interno). Por otra parte, el aumento de los costos en logística corresponde principalmente a sobrestadía de crudos y productos asociada a compras anticipadas, los cuales están incorporados en evaluación económica.

#### MARGEN PRIMO

| Cifras en Millones de dólares (US\$) |             |             |            |              |
|--------------------------------------|-------------|-------------|------------|--------------|
| Productos propios                    | dic-15      | dic-14      | Var        | Var. %       |
| Ingresos por ventas (MMUS\$)         | 4.594       | 7.476       | (2.882)    | 38,6%        |
| Costo de venta primo                 | (3.261)     | (6.262)     | 3.000      | 47,9%        |
| Margen primo total                   | 1.333       | 1.214       | 118        | 9,7%         |
| <b>MARGEN PRIMO US\$ / Bbl</b>       | <b>21,1</b> | <b>15,6</b> | <b>5,5</b> | <b>35,3%</b> |

El Margen Primo Unitario aumentó en 5,5 US\$/Bbl respecto del año anterior, lo cual está asociado al comportamiento de los márgenes internacionales para productos derivados del petróleo durante el ejercicio.

El detalle es el siguiente:

| Margen Primo - Producción Propia 2015 (US\$/Bbl) |             |             |             |             |             |             |             |             |             |             |             |             |             |
|--------------------------------------------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
|                                                  | ene         | feb         | mar         | abr         | may         | jun         | jul         | ago         | sep         | oct         | nov         | dic         | Promedio    |
| Precio de venta                                  | 66,7        | 71,2        | 76,3        | 75,4        | 84,0        | 85,1        | 84,1        | 74,5        | 65,3        | 65,3        | 60,1        | 55,7        | 72,0        |
| Costo materia prima                              | 45,0        | 47,0        | 55,0        | 59,3        | 61,3        | 61,7        | 60,7        | 48,2        | 41,8        | 46,7        | 43,9        | 40,4        | 50,9        |
| <b>Margen US\$/Bbl</b>                           | <b>21,6</b> | <b>24,2</b> | <b>21,3</b> | <b>16,1</b> | <b>22,7</b> | <b>23,4</b> | <b>23,4</b> | <b>26,3</b> | <b>23,4</b> | <b>18,6</b> | <b>16,3</b> | <b>15,3</b> | <b>21,1</b> |

| Margen Primo - Producción Propia 2014 (US\$/Bbl) |             |             |             |             |             |             |             |             |             |             |            |            |             |
|--------------------------------------------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|------------|------------|-------------|
|                                                  | ene         | feb         | mar         | abr         | may         | jun         | jul         | ago         | sep         | oct         | nov        | dic        | Promedio    |
| Precio de venta                                  | 121,5       | 120,9       | 124,2       | 122,5       | 122,0       | 123,4       | 125,5       | 118,5       | 114,3       | 112,3       | 85,5       | 75,4       | 113,8       |
| Costo materia prima                              | 105,4       | 103,6       | 105,6       | 105,5       | 107,2       | 108,9       | 108,7       | 103,1       | 96,7        | 89,7        | 77,7       | 67,1       | 98,3        |
| <b>Margen US\$/Bbl</b>                           | <b>16,1</b> | <b>17,3</b> | <b>18,6</b> | <b>16,9</b> | <b>14,8</b> | <b>14,5</b> | <b>16,8</b> | <b>15,4</b> | <b>17,6</b> | <b>22,6</b> | <b>7,8</b> | <b>8,3</b> | <b>15,6</b> |

#### VARIACIONES OTROS RUBROS

Los Otros gastos por función aumentaron US\$ 63 millones al pasar de US\$ 41 millones al 31 de diciembre de 2014 a US\$ 104 millones al 31 de diciembre de 2015, debido principalmente a los resultados de campañas exploratorias y pozos secos asociados directamente a la mayor actividad en la Región de Magallanes por US\$ 32 millones, nuevas provisiones por US\$ 20 millones en área medioambiental y por recuperación de platino en catalizadores. También en 2015 la filial Enap Sipetrol Argentina S.A. debió reconocer un deterioro de la inversión del Yacimiento Campamento Central Cañadón Perdido dada la

profundización del escenario de bajos precios internacionales del petróleo al 31 de diciembre de 2015, por US\$ 21 millones, los cuales se compensaron parcialmente por menores costos en otros conceptos respecto de 2014 en US\$10 millones.

Los Costos de distribución aumentaron US\$ 21 millones al pasar de US\$ 183 millones al 31 de diciembre de 2014 a US\$ 204 millones al 31 de diciembre de 2015 (11,5%). Debido a mayores costos de personal por US\$ 4 millones, mayores costos de fletes (marítimos y oleoductos) por US\$ 5 millones y otros costos como depreciación por US\$ 12 millones.

Los Costos financieros, por su parte, tuvieron un aumento de US\$ 12 millones (6,7%) al pasar de US\$ 179 millones acumulado al 31 de diciembre de 2014 a US\$ 191 millones al 31 de diciembre de 2015, principalmente aumento de US\$ 20 millones en la cuenta Intereses de obligaciones con el público, asociado con la emisión a fines de octubre de 2014 de un bono del tipo 144 A en el mercado estadounidense, a una tasa de interés de 4,375% anual por un monto de US\$ 600 millones, que refinanció créditos de corto plazo, compensado con disminución de Intereses de préstamos financieros por US\$ 8 millones.

Los Otros ingresos, por función disminuyeron US\$ 11 millones al pasar de US\$ 37 millones al 31 de diciembre de 2014 a US\$ 26 millones al 31 de diciembre de 2015 (29,7%). Esta disminución se explica por menores ingresos asociados con participación en el negocio de Petropower Energía Ltda., por US\$ 8 millones y menores ingresos por recupero indemnizaciones US\$ 2 millones y otras variaciones por US\$ 1 millón.

El rubro Participación en asociadas disminuyó US\$ 4 millones al pasar de US\$ 19 millones al 31 de diciembre de 2014 a US\$ 15 millones al 31 de diciembre de 2015 (21,1%), principalmente disminuyeron: Gasoducto del Pacífico (Chile) S.A. US\$ 4 millones, Innergy Holding S.A. US\$ 2 millones, GNL Chile S.A. US\$ 1 millón, compensados en parte por los aumentos en: Petropower Energía Ltda. US\$ 1 millón y en la Empresa Nacional de Geotermia en el año 2015 no se tuvo la pérdida de US\$ 1 millón que reflejó en el año 2014.

La diferencia de cambio pasó de un saldo negativo de US\$ 8 millones al 31 de diciembre de 2014 a US\$ 3 millones negativos al 31 de diciembre de 2015. Ambos valores incorporan el costo de las coberturas de cuentas por cobrar. Dichas coberturas consisten en contratos forward que permiten fijar el tipo de cambio a futuro, en previsión del riesgo de pérdida por las cuentas por cobrar a clientes denominadas en pesos.

Adicionalmente, dado que la cobertura de las cuentas por cobrar se inicia entre 7 y 10 días antes de que se origine la cuenta por cobrar, fecha en la cual toma precio el inventario, la contrapartida a esta cobertura en el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2015, compensado los costos de cobertura, dado la depreciación del peso chileno.

El rubro impuesto a la renta reflejó un beneficio de US\$ 77 millones al 31 de diciembre de 2015, lo que se compara con el beneficio de US\$ 87 millones obtenido al 31 de diciembre de 2014, este menor beneficio de US\$ 10 millones se explica en el siguiente cuadro:

| Cifras en Millones de dólares (US\$)    |           |           |           |              |
|-----------------------------------------|-----------|-----------|-----------|--------------|
| Desglose de impuestos                   | dic-15    | dic-14    | Var.      | Var.%        |
| <b>Resultados antes de impuestos</b>    | <b>93</b> | <b>69</b> | <b>24</b> | <b>34,1%</b> |
| Impuesto a la renta, Chile              | (11)      | (1)       | (10)      | 689,1%       |
| Impuestos pagados en el exterior        | (10)      | (31)      | 22        | 69,7%        |
| Impuestos diferidos                     | 4         | 37        | (33)      | 89,9%        |
| Impuesto especial, D.L. 2398 - Tasa 40% | 94        | 83        | 11        | 13,7%        |
| Utilidad del ejercicio                  | 170       | 157       | 14        | 8,9%         |

### 3.- ANÁLISIS DEL ESTADO DE SITUACIÓN FINANCIERA CONSOLIDADO

#### ACTIVOS

Al 31 de diciembre de 2015 el total de activos presenta una disminución de US\$ 203 millones con relación al existente al 31 de diciembre de 2014. Esta disminución se genera principalmente por las variaciones experimentadas en los saldos de los siguientes rubros:

- El rubro Inventarios refleja una disminución de US\$ 192 millones (25,3%) con respecto al 31 de diciembre de 2014. Las principales variaciones son el efecto compensado de:

- Un menor valor del Inventario de Productos que disminuye US\$ 176 millones, de US\$ 448 millones al 31 de diciembre de 2014 a US\$ 272 millones al 31 de diciembre de 2015, explicado por un menor precio en el costo unitario de las existencias, 87,8 US\$/Bbl al 31 de diciembre de 2014 versus 56,5 US\$/Bbl al 31 de diciembre de 2015; compensado levemente por un aumento en el volumen de inventario de productos desde 901,6 Mm3 a 946,3 Mm3. Adicionalmente al 31 de diciembre de 2015 y 2014 se ha ajustado el valor contable de los productos al valor neto realizable, por un valor de US\$ 59 millones y US\$ 72 millones, respectivamente, el que tiene su compensación a través de las operaciones de cobertura efectuadas por la empresa y que se ven reflejadas en el rubro Costo de Ventas.
- El Inventario de Crudos para refinación, aumentó en US\$ 1 millón desde US\$ 220 millones a US\$ 221 millones (0,3%) explicado principalmente por un efecto compensado entre un aumento en el volumen de inventarios, que 2014 a 1.003,0 Mm3 al 31 de diciembre de 2015, y el efecto de una disminución de los precios internacionales del crudo, según valores unitarios comentados precedentemente. Adicionalmente al 31 de diciembre de 2015 y 2014 se ha ajustado el valor contable del crudo al valor neto realizable lo cual corresponde a su valor de reposición, por un valor de US\$ 25 millones y US\$ 123 millones, respectivamente, el que tiene su compensación a través de las operaciones de cobertura efectuadas por la empresa y que se ven reflejadas en el rubro Costo de Ventas.
- Además de una disminución en el stock de materiales de bodegas y en tránsito por US\$ 17 millones

- Una disminución de US\$ 121 millones (57,3%) en la cuenta Otros activos financieros corrientes respecto a diciembre 2014, producto de la posición de cierre de los derivados de coberturas, principalmente Time Spread Swap - TSS que disminuye desde US\$ 211 millones al 31 de diciembre de 2014 a US\$ 87 millones al

31 de diciembre de 2015, compensado con US\$ 4 que corresponde a porción corto plazo de recepción de bonos de nación Argentina por programa Petróleo plus.

- Una disminución en la cuenta Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar Corrientes de US\$ 68 millones (9,7%) se explica por una disminución en los precios promedio de venta respecto al mes de diciembre 2014, compensada con un aumento del volumen físico de venta en el mismo periodo.

Lo anterior se ve compensado principalmente por:

- Un aumento de US\$ 127 millones en el rubro Activos por impuestos diferidos (16,7%) asociado a pérdidas fiscales de ENAP que en el ejercicio 2015 alcanzan los US\$219 millones, cuyo crédito alcanza al 65% de dichas pérdidas. Compensado con una disminución en las pérdidas fiscales de la filial ERSa por US\$ 186 millones y otras variaciones de impuestos diferidos por US\$35 millones.

- Un aumento de US\$ 62 millones en el rubro Propiedades, planta y equipo, neto que pasa de US\$ 2.736 millones al 31 de diciembre de 2014 a US\$ 2.798 millones al 31 de diciembre de 2015 (2,3%), lo cual corresponde a un efecto compensado entre un aumento de las Inversiones en E&P de US\$ 104 millones, un aumento de las construcciones en curso de US\$ 32 millones, asociados principalmente a los inicios de los trabajos en la planta de cogeneración en Refinería Aconcagua y la disminución de planta y equipos en US\$ 79 millones y Otros por US\$ 5 millones.

- Un aumento de US\$ 20 millones en el rubro Inversiones contabilizadas por el método de la participación (15,7%) debido a aumento de capital en Geotérmica del Norte S.A. por US\$ 20 millones.

#### **PASIVOS**

Al 31 de diciembre de 2015 los pasivos en su conjunto disminuyeron en US\$ 358 millones (7,0%) con relación a los pasivos vigentes al 31 de diciembre de 2014. Las principales variaciones corresponden a:

- Las Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar, disminuyeron en US\$ 294 millones (40,3%) principalmente debido a la disminución de las cuentas con proveedores extranjeros por pago de compra de crudo.

- El nivel de otros pasivos financieros corrientes y no corrientes disminuyó en US\$ 29 millones debido principalmente a amortización de capital de deuda bancaria con BNP Paribas por US\$ 43 millones, compensado principalmente por aumento de pasivos financieros de corto plazo US\$ 14 millones.

- Una disminución de US\$ 29 millones (18,5%) en la cuenta Otros pasivos corrientes respecto a diciembre 2014, cuyo principal componente es la cuenta Pasivos por impuestos corrientes que disminuye de US\$ 99 millones al 31 de diciembre de 2014 a US\$ 72 millones al 31 de diciembre de 2015, principalmente por una disminución de US\$ 20 millones en impuesto específico a los combustibles y disminuciones menores en impuesto de retención US\$ 3 millones, Impuesto a la renta por pagar US\$ 3 millones y US\$ 1 millón de disminución en Regalías y derechos de explotación.

- Las Cuentas por pagar a entidades relacionadas, corriente, disminuyeron en US\$ 7 millones (15,2%) principalmente debido a disminución en las cuentas por pagar a Petropower Energía Ltda. por servicios devengados por US\$ 11 millones, compensado por un aumento de US\$ 5 millones en cuenta por pagar a Codelco y otras variaciones por US\$ 1 millón.

#### **PATRIMONIO**

- El Patrimonio aumentó en US\$ 155 millones (28,4%) al 31 de diciembre de 2015 respecto al 31 de diciembre de 2014, producto del resultado del ejercicio de US\$ 170 millones, un cargo neto asociado a reservas de cobertura por US\$ 13 millones de cambios en otros resultados integrales, y cargo de US\$ 2 millones asociado a efectos de cambios en otros resultados integrales.

#### **4.- ANÁLISIS DE ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO**

Los principales componentes del flujo neto de efectivo originado al 31 de diciembre de 2015 y 2014, son los siguientes:

El saldo final de Efectivo y Equivalentes al Efectivo alcanzó US\$ 114 millones al 31 de diciembre de 2015, que se compara con US\$ 154 millones al 31 de diciembre de 2014.

El flujo de actividades de operación fue un saldo positivo de US\$ 805 millones al 31 de diciembre de 2015, que se compara con los US\$ 422 millones al 31 de diciembre de 2014. Los flujos de operación de cobros por venta de bienes y pago proveedores siguen la tendencia de los precios del Crudo Brent respecto al año anterior, a los cuales están indexados.

El flujo utilizado en actividades de inversión alcanza US\$ 607 millones, que se compara con US\$ 428 millones al 31 de diciembre de 2014. Esto es debido principalmente a dos factores: por una parte a un aumento de la inversión neta en propiedades, planta y equipo por US\$ 151 millones, a consecuencia del intensivo plan de inversiones en E&P a diciembre de 2015 en la zona de Magallanes, las cuales son mayores a las inversiones en obras de infraestructura realizadas al término del ejercicio 2014 y al aumento de capital en Geotérmica del Norte S.A., por US\$ 20 millones.

El flujo utilizado en actividades de financiación fue de US\$ 233 millones al 31 de diciembre de 2015 el que se compara con el flujo utilizado en actividades de financiación de US\$ 289 millones al 31 de diciembre de 2014.

El detalle de los principales rubros es el siguiente:

| Cifras en Millones de dólares (US\$)                                                        |               |               |            |               |
|---------------------------------------------------------------------------------------------|---------------|---------------|------------|---------------|
| <b>Estado de Flujo de Efectivo</b>                                                          | <b>dic-15</b> | <b>dic-14</b> | <b>Var</b> | <b>Var. %</b> |
| Flujos de efectivo procedentes de actividades de operación                                  | 805           | 422           | 383        | 90,9%         |
| Flujos de efectivo utilizados en actividades de inversión                                   | (607)         | (428)         | (179)      | 41,8%         |
| Flujos de efectivo (utilizados en) provenientes de actividades de financiación              | (233)         | (289)         | 56         | 19,3%         |
| Variación de efectivo y equivalentes al efectivo, antes de los cambios en la tasa de cambio | (35)          | (296)         | 260        | 88,0%         |
| Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo   | (5)           | (20)          | 15         | 77,2%         |
| Variación de efectivo y equivalentes al efectivo                                            | (40)          | (316)         | 276        | 87,3%         |
| Efectivo y equivalentes al efectivo al inicio del ejercicio                                 | 154           | 469           | (316)      | 67,3%         |
| Efectivo y equivalentes al efectivo al final del ejercicio                                  | 114           | 154           | (40)       | 26,0%         |

## 5.- EBITDA

El EBITDA de US\$ 742 millones al 31 de diciembre de 2015 se compara con los US\$ 621 obtenidos en el ejercicio 2014, el detalle es el siguiente:

| <b>EBITDA</b>                                             | <b>dic-15</b> | <b>dic-14</b> | <b>Var. US\$</b> | <b>Var. %</b> |
|-----------------------------------------------------------|---------------|---------------|------------------|---------------|
| <b>Margen Bruto</b>                                       | <b>643</b>    | <b>499</b>    | <b>144</b>       | <b>29%</b>    |
| Otros ingresos, por función                               | 27            | 39            | (12)             | 31%           |
| Costos de distribución                                    | (204)         | (183)         | (21)             | 12%           |
| Gastos de administración                                  | (88)          | (86)          | (2)              | 2%            |
| Otros gastos, por función                                 | (104)         | (41)          | (63)             | 156%          |
| <b>Resultado Operacional</b>                              | <b>274</b>    | <b>228</b>    | <b>45</b>        | <b>20%</b>    |
| Depreciación y cuota de agotamiento <sup>(1)</sup>        | 392           | 373           | 20               | 5%            |
| Abandono pozos exploratorios <sup>(2)</sup>               | 18            | 0             | 17               | 8226%         |
| Estudios geológicos y costos no absorbidos <sup>(3)</sup> | 6             | 7             | (1)              | 11%           |
| Otras provisiones no operacionales <sup>(4)</sup>         | 24            | 0             | 24               | indet.        |
| Costos de exploración <sup>(4)</sup>                      | 27            | 13            | 15               | 113%          |
| <b>EBITDA</b>                                             | <b>742</b>    | <b>621</b>    | <b>120</b>       | <b>19%</b>    |

<sup>(1)</sup> Ver Nota 15 letra f) en los estados financieros consolidados

<sup>(2)</sup> Ver Nota 16 letra iii) en los estados financieros consolidados

<sup>(3)</sup> Incorporado en el rubro Costo de Ventas

<sup>(4)</sup> Ver Nota 29 en los estados financieros consolidados

Al 31 de diciembre de 2015 la contribución al EBITDA por la Línea de negocios de Refinación y Comercialización es de US\$ 537 millones, por la Línea Exploración y Producción es de US\$ 183 millones y la Línea Gas y Energía US\$ 22 millones; a la misma fecha del año 2014 la contribución al EBITDA por la Línea Refinación y Comercialización fue de US\$ 308 millones y por la Línea Exploración y Producción fue de US\$ 313 millones.

## 6.- INFORMACIÓN POR SEGMENTOS DE NEGOCIO.

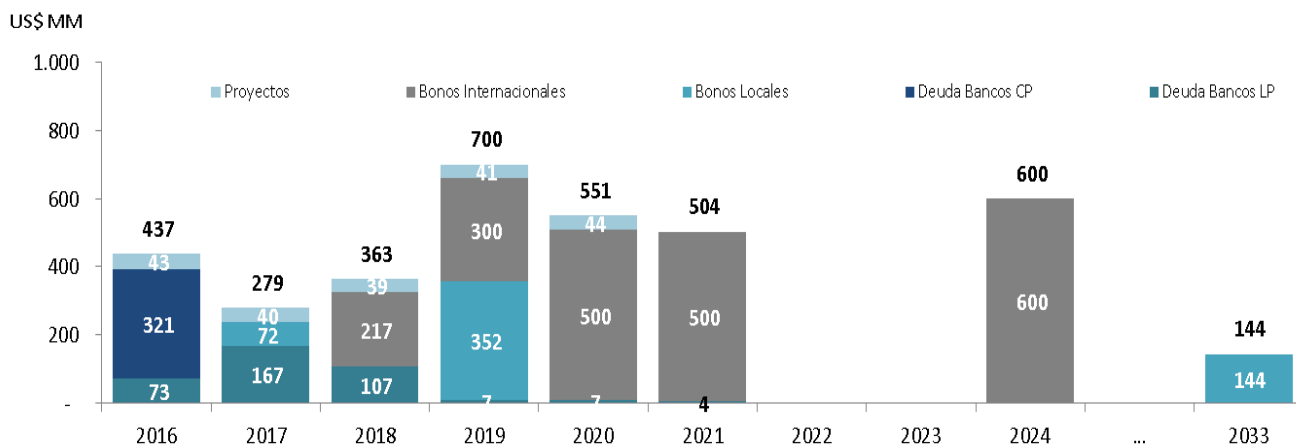
El presente desglose por segmentos de negocio muestra la contribución al margen bruto de las operaciones de la línea Refinación y Comercialización (R&C), de la línea Exploración y Producción (E&P) y de la línea Gas y Energía para el ejercicio al 31 de diciembre de 2015 y de R&C y E&P para el ejercicio 2014:

| Cifras en Millones de dólares (US\$)  |               |               |               |               |               |
|---------------------------------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| Información por segmentos de negocios | R&C<br>dic-15 | E&P<br>dic-15 | G&E<br>dic-15 | R&C<br>dic-14 | E&P<br>dic-14 |
| Ingresos actividades ordinarias       | 5.501         | 573           | 276           | 9.150         | 689           |
| Costos de ventas                      | (4.978)       | (470)         | (252)         | (8.873)       | (537)         |
| Subtotal                              | 522           | 103           | 25            | 277           | 152           |
| Resultado ventas interlineas          | 15            | 2             | 0             | 8             | 74            |
| Distribución costos corporativos      | (14)          | (6)           | (5)           | (5)           | (6)           |
| Margen bruto                          | 524           | 99            | 20            | 280           | 220           |

Nota: Línea G&E en año 2014 forma parte de Línea R&C.

## 7.- PERFIL AMORTIZACIÓN DEUDA NETA ANUAL ENAP AL 31 DE DICIEMBRE DE 2015

La presente tabla muestra el perfil de amortización del capital de la deuda neta de ENAP:



## 8.- ÍNDICES DE RENTABILIDAD Y RESULTADO.

Los principales indicadores financieros de liquidez, endeudamiento, actividad y rentabilidad de Grupo ENAP, se detallan a continuación:

| LIQUIDEZ                          | dic-15 | dic-14 | Var. | Var. % |
|-----------------------------------|--------|--------|------|--------|
| Liquidez Corriente <sup>(1)</sup> | 1,39   | 1,38   | 0,01 | 0,8%   |
| Razón Ácida <sup>(2)</sup>        | 0,88   | 0,84   | 0,04 | 4,6%   |

<sup>(1)</sup> Liquidez corriente = Activos corrientes / Pasivos corrientes

<sup>(2)</sup> Razón ácida = (Activos corrientes - Inventarios) / Pasivos corrientes

| ENDEUDAMIENTO                                                  | dic-15 | dic-14 | Var.   | Var. % |
|----------------------------------------------------------------|--------|--------|--------|--------|
| Razón de endeudamiento <sup>(1)</sup>                          | 6,78   | 9,37   | (2,59) | 27,6%  |
| Razón de endeudamiento financiero neto <sup>(2)</sup>          | 5,08   | 6,33   | (1,25) | 19,8%  |
| Razón de endeudamiento, financiero corriente <sup>(3)</sup>    | 12,93  | 11,99  | 0,94   | 7,9%   |
| Razón de endeudamiento, financiero no corriente <sup>(4)</sup> | 87,07  | 88,01  | (0,94) | 1,1%   |
|                                                                | dic-15 | dic-14 | Var.   | Var. % |
| Cobertura gastos financieros <sup>(5)</sup>                    | 3,54   | 3,47   | 0,08   | 2,2%   |
| R.A.I.I.D.A.I.E. <sup>(6)</sup>                                | 676    | 621    | 55     | 8,9%   |

<sup>(1)</sup> Razón de endeudamiento = (Total pasivos corrientes + Total pasivos no corrientes) / Patrimonio total

<sup>(2)</sup> Razón de endeudamiento financiero neto = (Pasivos Financieros - Activos financieros) / Patrimonio total

<sup>(3)</sup> Razón de endeudamiento, corriente = Pasivo financiero corriente / Total pasivos financieros

<sup>(4)</sup> Razón de endeudamiento, no corriente = Pasivo financiero no corriente / Total pasivos financieros

<sup>(5)</sup> Cobertura gastos financieros = R.A.I.I.D.A.I.E. / Costos financieros

<sup>(6)</sup> R.A.I.I.D.A.I.E. = Resultado antes de imptos, intereses, depreciación, amortización e ítems extraordinarios

| ACTIVIDAD                                 | dic-15 | dic-14 | Var.   | Var. % |
|-------------------------------------------|--------|--------|--------|--------|
| Activos                                   | dic-15 | dic-14 | Var.   | Var. % |
| Activos totales <sup>(1)</sup>            | 5.454  | 5.657  | (203)  | 3,6%   |
| Activos promedio <sup>(2)</sup>           | 5.555  | 5.966  | (410)  | 6,9%   |
| Inventarios                               | dic-15 | dic-14 | Var.   | Var. % |
| Rotación de inventarios <sup>(3)</sup>    | 8,74   | 9,17   | (0,43) | 4,7%   |
| Permanencia de inventarios <sup>(4)</sup> | 1,37   | 1,31   | 0,06   | 4,9%   |

<sup>(1)</sup> Activos totales = Total activos corrientes y no corrientes

<sup>(2)</sup> Activos promedio = (Activos Totales del período actual + Activos totales año anterior) / 2

<sup>(3)</sup> Rotación de inventarios = Costo de venta últimos doce meses / Inventario promedio últimos doce meses

<sup>(4)</sup> Permanencia de inventarios = Inventario promedio últimos doce meses / Costo de venta últimos doce meses (promedio mensual)

| RENTABILIDAD                                                   | dic-15 | dic-14 | Var.    | Var. % |
|----------------------------------------------------------------|--------|--------|---------|--------|
| Rentabilidad de patrimonio controlador promedio <sup>(1)</sup> | 27,91  | 41,71  | (13,79) | 33,1%  |
| Rentabilidad de activos <sup>(2)</sup>                         | 3,07   | 2,62   | 0,44    | 16,9%  |

<sup>(1)</sup> Rentabilidad de patrimonio promedio = Resultado últimos 12 meses / ((Patrimonio período actual + Patrimonio período anterior) / 2)

<sup>(2)</sup> Rentabilidad de activos = Resultado últimos 12 meses / Activos Totales promedio últimos doce meses

## 9.- DIFERENCIAS ENTRE VALORES ECONÓMICOS Y DE LIBROS DE LOS ACTIVOS.

Respecto a los principales activos de la Empresa, cabe mencionar lo siguiente:

La Empresa evalúa anualmente el deterioro del valor de los activos, conforme a la metodología establecida, de acuerdo con lo establecido en la NIC 36.

Los activos sobre los cuales aplica la metodología son los siguientes:

- ❖ Activo Fijo
- ❖ Activos Intangibles
- ❖ Inversiones en sociedades Filiales y Asociadas
- ❖ Otros activos no corrientes

La evaluación de deterioro del valor de los activos se realiza a fin de verificar si existe algún indicio que el valor libro sea menor al importe recuperable. Si existe dicho indicio, el valor recuperable del activo se estima para determinar el alcance del deterioro (de haberlo). En caso que el activo no genere flujos de caja que sean independientes de otros activos, la Empresa determina el valor recuperable de la unidad generadora de efectivo a la cual pertenece el activo.

El valor recuperable es el más alto entre el valor justo menos los costos de vender y el valor en uso. Para determinar el valor en uso, se calcula el valor presente de los flujos de caja futuros descontados, a una tasa asociada al activo evaluado. Si el valor recuperable de un activo se estima que es menor que su valor libro, este último disminuye al valor recuperable.

En resumen, los activos se presentan valorizados de acuerdo a las NIIF según lo que se señala en la Nota 3 de los Estados Financieros.

De acuerdo con las normas de la Superintendencia de Valores y Seguros, las inversiones en empresas filiales y coligadas, se valorizan según el método de la participación de las respectivas empresas, según este método, la inversión se registra inicialmente al costo, y es ajustada posteriormente por los cambios posteriores a la adquisición en la parte del inversor, de los activos netos de la participada.

## 10.- SITUACIÓN DE MERCADO.

Precio del Petróleo Crudo

Durante 2015, el precio del petróleo crudo marcador mundial Brent registró un promedio de 53,6 dólares por barril (US\$/bbl) en la Bolsa Intercontinental de Londres, menor en 46,1% con respecto al promedio de 2014 (99,4 US\$/bbl).

Este gran descenso en el precio se explica principalmente por una situación de sobreoferta en el mercado mundial que comenzó en el primer semestre de 2014 y que se intensificó en el segundo semestre de 2014 y a lo largo de 2015.

De acuerdo a estimaciones preliminares del Departamento de Energía de los Estados Unidos (Short Term Energy Outlook, Enero 2016) el consumo mundial de petróleo alcanzó los 93,8 millones de barriles por día (MM bpd) en 2015, mientras que la oferta mundial fue 95,7 MM bpd, generándose en consecuencia una gran acumulación de inventarios, a nivel mundial, de 1,9 MM bpd.

**MERCADO MUNDIAL DE PETRÓLEO 2015- 2014**  
(Cifras en millones de barriles diarios)

|                              | <u>2015</u> | <u>2014</u> | <u>Variación</u> |
|------------------------------|-------------|-------------|------------------|
| <b>DEMANDA</b>               | <b>93,8</b> | <b>92,4</b> | <b>1,4</b>       |
| OECD                         | 46,3        | 45,7        | 0,6              |
| No-OECD                      | 47,5        | 46,7        | 0,8              |
| <b>OFERTA</b>                | <b>95,7</b> | <b>93,3</b> | <b>2,4</b>       |
| Norteamérica                 | 22,1        | 21,2        | 0,9              |
| Resto No-OPEP                | 35,3        | 34,8        | 0,5              |
| LGN y Condensados OPEP       | 6,7         | 6,5         | 0,2              |
| Crudo OPEP                   | 31,6        | 30,8        | 0,8              |
| <b>VARIACIÓN INVENTARIOS</b> | <b>1,9</b>  | <b>0,9</b>  |                  |

***Fuente: Departamento de Energía, EE.UU., "Short Term Energy Outlook January 2016"***

Durante 2014, en cambio, la situación de sobreoferta fue mucho menos acentuada, con una acumulación de inventarios de 900.000 bpd en dicho período.

La comparación 2015/2014 muestra que hubo un notable crecimiento del consumo (1,4 MM bpd) pero que fue superado con creces por el crecimiento de la oferta (2,4 MM bpd), destacando en este último el aumento de 0,9 MM bpd de la oferta en Norteamérica y el aumento de 1 MM bpd de la producción total de petróleo de la OPEP (petróleo crudo más condensados y más líquidos del gas natural, LGN).

Durante 2015, la OPEP continuó con su política de alta producción, excediendo en 1,6 MM bpd su “meta de producción conjunta” de petróleo crudo de 30 MM bpd, límite puramente indicativo y que el grupo abandonó formalmente en su reunión de diciembre 2015. Por su parte, en los Estados Unidos la producción de petróleo crudo alcanzó nuevos records históricos - 9,6 MM bpd en junio- si bien comenzó a declinar posteriormente, cerrando el año a 9,2 MM bpd. Con todo, la oferta total de petróleo de Estados Unidos (petróleo crudo más condensados más LGN más biocombustibles y otros) fue 15,0 MM bpd en 2015, esto es, 0,9 MM bpd mayor que en 2014.

El precio del Brent subió de 55,2 US\$/bbl en el primer trimestre de 2015, a 63,5 US\$/bbl en el segundo trimestre impulsado por un contra-estacional aumento de la demanda y por mayores riesgos geopolíticos en Libia, Siria-Irak y Yemen.

Sin embargo, en julio la tendencia cambió de alza a descenso, por el triple impacto de un referéndum griego rechazando los términos para un rescate financiero de sus socios europeos, seguido por el colapso de la bolsa

de valores de Shanghai, y por el acuerdo sobre el programa nuclear de Irán, que permitiría la normalización gradual de las exportaciones de crudo de la República Islámica. En agosto y septiembre el precio del Brent continuó la caída iniciada en julio, promediando 51,2 US\$/bbl en el tercer trimestre.

En octubre y noviembre, el precio continuó en descenso debido a renovados temores de una desaceleración brusca de la economía china, con una alta producción de la OPEP y con la producción de Estados Unidos sosteniéndose en 9,1-9,2 MM bpd, todo lo cual continuó incrementando la acumulación de inventarios. Pero la caída del precio se intensificó a comienzos de diciembre, cuando en su reunión interministerial ordinaria la OPEP abandonó su “meta de producción conjunta” debido a la imposibilidad de acordar reducciones en la producción de los distintos exportadores para hacer lugar al retorno al mercado de 0,5 – 1,0 MM bpd de exportaciones de Irán, al preverse ya para el primer trimestre de 2016 el fin de las sanciones que las afectan. La desaparición de esta (precaria) ancla para las expectativas del mercado tuvo un impacto devastador en el precio, bajando en unos pocos días de 44 a 37 US\$/bbl, al percibirse como un quiebre total de la cohesión de la OPEP. Así, en el último trimestre del año, el precio promedió 44,7 US\$/bbl.

#### **Precio de los Productos en la Costa del Golfo**

En el mercado internacional de la Costa estadounidense del Golfo de México (Costa del Golfo, en adelante), los precios de los distintos combustibles disminuyeron en 2015 en relación a 2014, siguiendo a grandes rasgos la caída del precio del crudo Brent pero en montos menores en general, lo que se tradujo en márgenes de refinación más altos.

El precio de la gasolina promedió 67,5 US\$/bbl en 2015, bajando así en 37,0% con respecto a 2014. El precio de la gasolina cayó así considerablemente menos que el precio del crudo, debido a la sostenida recuperación de la economía de Estados Unidos – el mayor consumidor mundial de este producto – y a la creación de demanda que la misma baja del precio generó.

En el caso del precio del diesel, el promedio de 2015 fue 66,7 US\$/bbl, esto es, 41,7% menor al promedio de 2014. Aunque en menor grado que en el caso de la gasolina, en el caso del diesel también el impacto negativo de la baja del precio del crudo fue compensado parcialmente por creación de demanda.

Por su parte, el precio del fuel oil N° 6 registró un promedio de 40,7 US\$/bbl durante 2015, con una baja de 50,8% con respecto a 2014. El precio del fuel oil N° 6 bajó así proporcionalmente más que el petróleo crudo debido a una mayor oferta en Estados Unidos, por los altos niveles de refinación, y a menores exportaciones al mercado del Asia.

#### **11.- ANÁLISIS DE RIESGO DE MERCADO.**

ENAP participa en la exploración y producción de hidrocarburos a través de su filial ENAP Sipetrol S.A. y, en la refinación, transporte, almacenamiento y comercialización de los productos derivados del petróleo a través de ENAP Refinerías S.A. La refinación y comercialización de sus productos en Chile representa una parte substancial de las operaciones de ENAP. ENAP Refinerías S.A. lidera el abastecimiento del mercado nacional con una participación de mercado que históricamente ha fluctuado entre el 60-80%.

La Empresa accede al mercado internacional para el suministro de petróleo crudo y productos, situación que le permite asegurar el abastecimiento y el cumplimiento de sus compromisos comerciales. El abastecimiento de petróleo crudo de ENAP Refinerías S.A. se obtiene mayoritariamente de Sudamérica y Africa, siendo los

principales proveedores Brasil, Ecuador, y Angola. Las refinerías de la compañía cuentan con las instalaciones necesarias para la recepción y el almacenamiento de esta materia prima. En cuanto al origen de las importaciones de productos refinados, durante el último año éstos provinieron principalmente de los Estados Unidos.

El negocio de ENAP Refinerías S.A. consiste principalmente en la compra de crudos en el mercado internacional para su refinación y posterior venta de los productos así elaborados en el mercado doméstico, de acuerdo a su política de precios de paridad de importación. El margen de refinación se encuentra afecto a la fluctuación de los precios internacionales del petróleo crudo, de los productos refinados y al diferencial entre ambos (margen internacional o “crack”). Considerando un nivel de refinación promedio de 65 millones de bbl al año, una variación de US\$ 1 / bbl en el crack tendría, ceteris paribus, un impacto en resultados de US\$ 65 millones en una dirección u otra.

Como estrategia central para enfrentar el riesgo de variación del margen de refinación, ENAP ha orientado sus inversiones al incremento de su flexibilidad productiva y de la calidad de sus productos. Hasta ahora no se han contratado derivados financieros para fijar el margen de refinación, pero se están monitoreando permanentemente los niveles de precio ofrecidos por el mercado.

Los riesgos relevantes para el negocio están esencialmente en el margen de refinación y en las fluctuaciones de precios en los mercados internacionales de crudo y productos, debido al tiempo que transcurre entre el momento de la compra (embarque) de los crudos y la venta de los productos refinados a partir de éstos. Para cubrir este último riesgo, se efectúan coberturas del tipo Time Spread Swaps. Dichas estrategias de cobertura son complementadas con el uso de contratos de venta swap de productos refinados. Dada la alta volatilidad del precio del crudo, la administración ha continuado con la política de contratación de coberturas que permitieran minimizar el impacto de eventuales bajas repentinas y significativas en el precio del crudo, considerando el ciclo del negocio de refinación, por el desfase entre los precios de venta de los productos y el costo del crudo refinado. No obstante lo anterior es importante mencionar que estos instrumentos por su naturaleza y forma de operar, protegen de las variaciones de precios del crudo, pero no aseguran en un 100% la eliminación de efectos en resultados producto de la volatilidad en la compra de materia prima.

Adicionalmente, la compañía ha efectuado operaciones del tipo Swap de Diferencial, el cual tiene por objetivo fijar el precio de aquellos embarques indexados a los marcadores WTI ó DTD al marcador Brent ICE. En cada licitación de compra de petróleo crudo, la decisión de comprar una u otra alternativa ofrecida se toma en base a un modelo de optimización que toma en cuenta, entre otras variables, un margen de refinación proyectado sobre el marcador Brent ICE. Por lo anterior, al adjudicar una propuesta de petróleo crudo a una oferta denominada en marcador WTI ó DTD es de relevancia asegurar que el diferencial entre el dicho marcador y el Brent ICE en el momento que se tomó la decisión de compra no se deteriore en forma significativa, con el fin de mantener el criterio de optimización que primó al momento de adjudicar la compra de dicho crudo.

El tipo de cambio es otro de los factores de riesgo del negocio debido a que parte importante de los ingresos son en pesos y los pasivos en dólares. Este factor se ve minimizado por la política de cobertura de tipo de cambio de cuentas por cobrar y de precios de productos basada en la paridad de importación indexada en dólares, situación que se analiza en forma periódica para mantener una posición competitiva, considerando la libertad de precios y de importación que existe en Chile.

El valor razonable, de los contratos forward de moneda, es calculado tomando como referencia a los tipos de cambio forward actuales de contratos con similares perfiles de vencimiento. El valor razonable del swap de diferencial, es calculado utilizando las tablas de contratos de futuros de los marcadores relevantes (WTI Nymex, DTD Brent o ICE Brent).

El respectivo análisis de sensibilidad para cada uno de los riesgos de mercado identificados, ver Nota N°4 a los estados financieros consolidados de Grupo ENAP.

## **12.- RIESGOS DEL NEGOCIO.**

ENAP adoptó en diciembre de 2012 un Modelo de Gestión Integral de Riesgos, basado en estándares internacionales y las mejores prácticas en la materia. El modelo se sustenta en una política corporativa que apunta a fortalecer la gestión estratégica, y una metodología que asegura que los riesgos críticos sean identificados, evaluados y mitigados, en forma consistente y sistemática.

La gestión integral de riesgos se aplica en todas las líneas, unidades de negocio, áreas y procesos del grupo empresarial. Comienza en el primer nivel de la organización y se aplica en todos los ámbitos de gestión. Comprende todos los riesgos críticos, sean estos estratégicos, operacionales, de cumplimiento y de reportabilidad y financieros, que puedan afectar la visión, misión y el plan estratégico de negocios de ENAP y sus filiales.

Dentro de los principales riesgos financieros que se están gestionando, se mencionan: las pérdidas por variaciones significativas en la tasa de interés, el tipo de cambio, y los relacionados al inadecuado traspaso de riesgos en temas de seguros patrimoniales.

En los ámbitos de Cumplimiento, se están gestionando riesgos relacionados a la cultura ética de la empresa y las buenas prácticas, además de riesgos relacionados a la inexistencia y/o falta de actualización de normativa interna de la empresa.

En los ámbitos legales, se mencionan riesgos asociados a la gestión de juicios y a conflictos relacionados a la redacción ambigua de cláusulas contractuales, como también aquellos riesgos asociados al incumplimiento de normativa legal y reglamentaria que pueda afectar las operaciones y contratos en curso.

En el ámbito operacional se están gestionando, entre otros, aquellos riesgos relacionados a escapes, vertidos y/o fugas de hidrocarburos, ya sean líquidos y/o gaseosos, tanto en tierra, como en mar o ríos; como también aquellos riesgos relacionados al daño y/o lesión a las personas, las inflamaciones, incendios y explosiones, por último los vinculados a ruidos y emisiones de material particulado.

Dentro de la metodología establecida, el Comité de Auditoría de la empresa es la instancia encargada de hacer seguimiento periódico al cumplimiento de los compromisos asumidos por la administración, en relación a la implementación de las medidas tendientes a mitigar los riesgos detectados.



# **EMPRESA NACIONAL DEL PETROLEO**

**HECHOS RELEVANTES  
A LOS ESTADOS DE SITUACIÓN FINANCIERA  
CONSOLIDADOS**

**CORRESPONDIENTE AL EJERCICIO TERMINADO  
AL 31 DE DICIEMBRE DE 2015**

## **HECHOS RELEVANTES CONSOLIDADOS**

### **EMPRESA NACIONAL DEL PETROLEO**

Con Fecha 13 de febrero de 2015 se comunica a la S.V.S. firma de contrato entre ENAP y Gas Valpo S.A..

En virtud de lo dispuesto en los artículos 9 y 10 inciso 2° de la Ley N° 18.045 de Mercado de Valores, y debidamente facultado, informo a usted que ENAP, representada por su Gerente General Sr. Marcelo Tokman Ramos y el Gerente General de Gas Valpo S.A. Luis Kripeos, firmaron con fecha 31 de enero de 2015 un nuevo contrato de suministro en donde ENAP se compromete a entregar a Gas Valpo S.A. gas natural para suministro de los clientes residenciales e industriales de la Quinta Región, hasta el 30 de junio de 2030.

Por medio de este nuevo contrato, beneficioso para ambas partes, las dos empresas seguirán aportando a la seguridad de suministro y a la diversificación de la matriz energética del país, fomentando la utilización del gas natural, un combustible limpio, no contaminante y amigable con el medio ambiente.

Con este contrato, se da fin a la controversia originada a partir de enero de 2013 cuando ENAP puso término al contrato de suministro y sus contratos conexos, y dio inicio a un periodo de suministro de gas natural con precios provisorios. El término de la controversia ha significado reconocer una utilidad de US\$ 20,6 millones antes de impuestos en el resultado del año 2015 de la filial Enap Refinerías S.A..

Con Fecha 5 de marzo de 2015 se comunica a la S.V.S. nombramiento de Directora.

En virtud de lo dispuesto en los artículos 9, 10 inciso segundo de la ley N°18.045, y de las Normas de Carácter General N° 30 y 364 de esta Superintendencia, estando debidamente facultado, cumplo con informar a usted que el día de hoy, la Corporación de Fomento de la Producción, nos ha notificado la designación como directora de la Empresa Nacional del Petróleo de doña María Isabel González Rodríguez, cédula nacional de identidad N° 7.201.750-1, la cual ejercerá sus funciones en reemplazo de don Jorge Bande Bruck.

Con Fecha 10 de marzo de 2015 se comunica a la S.V.S. renuncia de Director.

En virtud de lo dispuesto en los artículos 9, 10 inciso segundo de la Ley N° 18.045, y de las Normas de Carácter General N° 30 y 364 de esta Superintendencia, y estando debidamente facultado, cumplo con informar a usted que el día de hoy, ha presentado su renuncia al Directorio de Empresa Nacional del Petróleo, el señor Fernando Ramírez Pendibene.

Con Fecha 27 de marzo de 2015 se comunica a la S.V.S. notificación de nombramiento de Director.

En virtud de lo dispuesto en los artículos 9, 10 inciso segundo de la ley N°18.045, y de las Normas de Carácter General N° 30 y 364 de esta Superintendencia, estando debidamente facultado, cumpla con informar a usted que el día de ayer, el Instituto de Ingenieros de Minas de Chile, nos ha notificado la designación como director de la Empresa Nacional del Petróleo de don Carlos Jesús Carmona Acosta, cédula nacional de identidad N° 9.003.935-0, el cual ejercerá sus funciones en reemplazo de don Fernando Ramírez Pendibene.

Con Fecha 30 de abril de 2015 se comunica a la S.V.S. renuncia de Director.

En virtud de lo dispuesto en los artículos 9, 10 inciso segundo de la Ley N° 18.045, y de las Normas de Carácter General N° 30 y 364 de esta Superintendencia, y estando debidamente facultado, cumpla con informar a usted que el día de hoy, ha presentado su renuncia al Directorio de Empresa Nacional del Petróleo, el señor Ramón Jara Araya.

Con Fecha 20 de agosto de 2015 se comunica a la S.V.S. notificación de nombramiento de Director.

En virtud de lo dispuesto en los artículos 9, 10 inciso segundo de la ley N°18.045, y de las Normas de Carácter General N° 30 y 364 de esta Superintendencia, estando debidamente facultado, cumpla con informar a usted que el día de hoy, la Sociedad Nacional de Minería F.G., nos ha notificado la designación como director de la Empresa Nacional del Petróleo de don Alejandro Daslav Jadresic Marinovic, cédula nacional de identidad N° 7.746.199-k, el cual ejercerá sus funciones en reemplazo de don Ramón Jara Araya.

Con Fecha 3 de septiembre de 2015 se comunica a la S.V.S. firma de contrato de suministro de gas natural.

En virtud de lo dispuesto en los artículos 9 y 10 inciso 2°segundo de la Ley N° 18.045, y de las Normas de Carácter General N° 30 y 364 de esta Superintendencia, y estando debidamente facultado, cumpla en informar a usted que con fecha 1 de septiembre, la sociedad Enap Refinerías S.A., filial de la Empresa Nacional del Petróleo (en adelante “ENAP”), firmó con la sociedad Colbún S.A. un acuerdo de suministro de gas natural, por un plazo de 3 años para el periodo 2016-2018, la cual constituye la mayor transacción por suministro de gas natural proveniente de GNL que entre ambas empresas han suscrito desde el inicio de la operación del Terminal GNL Quintero.

Este acuerdo permitirá a ENAP colocar parte importante de su capacidad de regasificación y disponibilidad de GNL para dicho periodo.

Con Fecha 1 de octubre de 2015 se comunica a la S.V.S. renuncia de Director.

En virtud de lo dispuesto en los artículos 9, 10 inciso segundo de la Ley N° 18.045, y de las Normas de Carácter General N° 30 y 364 de esta Superintendencia, y estando debidamente facultado, cumpla con informar a usted que el día de hoy, ha presentado su renuncia al Directorio de Empresa Nacional del Petróleo el señor Fidel Miranda Bravo.

Con Fecha 2 de octubre de 2015 se comunica a la S.V.S. ratificación del acuerdo de extensión de concesión de exploración del Área Pampa del Castillo – La Guitarra, Argentina.

En virtud de lo dispuesto en los artículos 9 y 10 inciso segundo de la Ley N° 18.045, y de las Normas de Carácter General N° 30 y 364 de ésta Superintendencia, y estando debidamente facultado, informo a usted que con fecha 1 de octubre 2015, el Parlamento de la Provincia de Chubut, Argentina, ratificó el Acuerdo de extensión de la Concesión de Explotación del Área Pampa del Castillo – La Guitarra de Enap Sipetrol Argentina S.A., filial de la Empresa Nacional del Petróleo, firmado el 15 de mayo 2015, el cual se encontraba a la espera de dicho trámite para su entrada en vigencia.

Cumplida esta etapa, resta la promulgación y publicación en el Boletín Oficial de Chubut de la ley ratificatoria, hecho que se producirá en los próximos días. A partir de entonces, la sociedad Enap Sipetrol Argentina S.A. obtiene formal y definitivamente la extensión de la concesión por 10 años, con vigencia hasta noviembre de 2026, con una opción adicional de prorrogar su permanencia como operadora en el área por 20 años más.

Dicha extensión permite desarrollar un plan de inversión que en sus primeros años ascendería a MUS\$ 122. Asimismo la extensión de la concesión por 10 años permitirá recuperar 18,9 MMbbls de reservas al 2026.

Asimismo, y como parte del acuerdo firmado, Enap Sipetrol Argentina S.A. y la empresa provincial estatal de energía, Petrominera Chubut conformarán una Unión Transitoria de Empresas donde un 12% de la participación de la Concesión estará en manos de la empresa provincial, mientras que el 88% restante estará en manos de Enap Sipetrol Argentina S.A., quien continuará siendo la operadora del Área.

Con Fecha 17 de diciembre de 2015 se comunica a la S.V.S. renuncia de Director.

En virtud de lo dispuesto en los artículos 9, 10 inciso segundo de la Ley N° 18.045, y de las Normas de Carácter General N° 30 y 364 de esta Superintendencia, y estando debidamente facultado, cumpla con informar a usted que el día de ayer, ha presentado su renuncia al Directorio de Empresa Nacional del Petróleo el señor Fernán Gazmuri Plaza.

---

**ENAP REFINERÍAS S.A.**

De acuerdo a lo dispuesto en el Artículo N° 9 y en el inciso segundo del Artículo N° 10 de la Ley N° 18.045 de Mercado de Valores, así como lo señalado en la Circular N° 660 y la Norma de Carácter General N° 30, ambas de la Superintendencia de Valores y Seguros, informamos que en el período comprendido entre el 01 de enero de 2015 y el 31 de diciembre de 2015, no se han informado hechos esenciales a esa Superintendencia.

---

**ENAP SIPETROL S.A.**

De acuerdo a lo dispuesto en el Artículo N° 9 y en el inciso segundo del Artículo N° 10 de la Ley N° 18.045 de Mercado de Valores, así como lo señalado en la Circular N° 660 y la Norma de Carácter General N° 30, ambas de la Superintendencia de Valores y Seguros, informamos que en el período comprendido entre el 01 de enero de 2015 y el 31 de diciembre de 2015, no se han informado hechos esenciales a esa Superintendencia.

---

**ESTADOS DE SITUACION FINANCIERA  
RESUMIDOS POR FILIALES**
**ENAP REFINERIAS S.A.  
Y FILIALES**
**ENAP SIPETROL S.A.**

| <b>BALANCE</b>                                                                                                                       | <b>2015<br/>MUS\$</b> | <b>2014<br/>MUS\$</b> | <b>2015<br/>MUS\$</b> | <b>2014<br/>MUS\$</b> |
|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------------------|-----------------------|-----------------------|-----------------------|
| <b>Activos</b>                                                                                                                       |                       |                       |                       |                       |
| Total Activos Corrientes                                                                                                             | 1. 077. 908           | 1. 535. 250           | 176. 956              | 196. 711              |
| Total Activos no Corrientes                                                                                                          | 2. 058. 640           | 2. 174. 130           | 739. 727              | 702. 867              |
| <b>Total Activos</b>                                                                                                                 | <b>3.136.548</b>      | <b>3.709.380</b>      | <b>916.683</b>        | <b>899.578</b>        |
| <b>Patrimonio y Pasivos</b>                                                                                                          |                       |                       |                       |                       |
| Total Pasivos Corrientes                                                                                                             | 2. 240. 014           | 3. 019. 764           | 191. 090              | 140. 806              |
| Total Pasivos no Corrientes                                                                                                          | 307. 421              | 331. 414              | 140. 664              | 182. 677              |
| <b>Total Pasivos</b>                                                                                                                 | <b>2.547.435</b>      | <b>3.351.178</b>      | <b>331.754</b>        | <b>323.483</b>        |
| Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora                                                                          | 564. 882              | 335. 158              | 584. 271              | 575. 238              |
| Participaciones no controladoras                                                                                                     | 24. 231               | 23. 044               | 658                   | 857                   |
| <b>Total Patrimonio</b>                                                                                                              | <b>589.113</b>        | <b>358.202</b>        | <b>584.929</b>        | <b>576.095</b>        |
| <b>Total Patrimonio y Pasivos</b>                                                                                                    | <b>3.136.548</b>      | <b>3.709.380</b>      | <b>916.683</b>        | <b>899.578</b>        |
| <b>ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES RESUMIDOS POR FILIAL</b>                                                                          |                       |                       |                       |                       |
| Ingresos de actividades ordinarias                                                                                                   | 5. 727. 746           | 9. 058. 779           | 442. 283              | 532. 261              |
| Costos de ventas                                                                                                                     | (5. 153. 156)         | (8. 774. 541)         | (333. 690)            | (343. 084)            |
| <b>Ganancia bruta</b>                                                                                                                | <b>574.590</b>        | <b>284.238</b>        | <b>108.593</b>        | <b>189.177</b>        |
| Ganancia (Pérdida) , de Otros Resultados distintos de la Operación                                                                   | (267. 010)            | (252. 183)            | (80. 245)             | (48. 105)             |
| <b>Ganancia (Pérdida), antes de Impuesto</b>                                                                                         | <b>307.580</b>        | <b>32.055</b>         | <b>28.348</b>         | <b>141.072</b>        |
| Gasto (Ingreso) por Impuesto a las Ganancias                                                                                         | (61. 764)             | (1. 305)              | (19. 260)             | (26. 373)             |
| <b>Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas</b>                                                                      | <b>245.816</b>        | <b>30.750</b>         | <b>9.088</b>          | <b>114.699</b>        |
| Ganancia (pérdida) de operaciones discontinuadas                                                                                     | -                     | -                     | -                     | -                     |
| <b>Ganancia (Pérdida)</b>                                                                                                            | <b>245.816</b>        | <b>30.750</b>         | <b>9.088</b>          | <b>114.699</b>        |
| Ganancia (pérdida) , atribuible a los propietarios de la controladora                                                                | 243. 720              | 26. 814               | 9. 251                | 114. 594              |
| Ganancia (pérdida) , atribuible a participaciones no controladoras                                                                   | 2. 096                | 3. 936                | (163)                 | 105                   |
| <b>Ganancia (Pérdida)</b>                                                                                                            | <b>245.816</b>        | <b>30.750</b>         | <b>9.088</b>          | <b>114.699</b>        |
| <b>ESTADO DE OTROS RESULTADOS INTEGRALES RESUMIDOS POR FILIAL</b>                                                                    |                       |                       |                       |                       |
| <b>Ganancia (Pérdida)</b>                                                                                                            | <b>245.816</b>        | <b>30.750</b>         | <b>9.088</b>          | <b>114.699</b>        |
| Otros Ingresos y Gastos con Cargo o Abono en el Patrimonio Neto                                                                      | (14. 007)             | 33. 182               | (218)                 | (382)                 |
| <b>Resultado Integral Total</b>                                                                                                      | <b>231.809</b>        | <b>63.932</b>         | <b>8.870</b>          | <b>114.317</b>        |
| Resultado de Ingresos Atribuible a los propietarios de la controladora                                                               | 229. 713              | 59. 996               | 9. 033                | 114. 212              |
| Resultado de Ingresos Atribuible a los propietarios de no controladoras                                                              | 2. 096                | 3. 936                | (163)                 | 105                   |
| <b>Resultado Integral total</b>                                                                                                      | <b>231.809</b>        | <b>63.932</b>         | <b>8.870</b>          | <b>114.317</b>        |
| <b>ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO DIRECTO RESUMIDO POR FILIAL</b>                                                                       |                       |                       |                       |                       |
| Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación                                                           | 249. 697              | 170. 042              | 100. 213              | 293. 654              |
| Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión                                                           | (194. 768)            | (110. 748)            | (132. 724)            | (208. 993)            |
| Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación                                                        | (60. 037)             | (61. 525)             | (17. 036)             | (30. 769)             |
| <b>Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambio</b> | <b>(5.108)</b>        | <b>(2.231)</b>        | <b>(49.547)</b>       | <b>53.892</b>         |
| Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo                                            | (3. 252)              | (2. 749)              | 1. 975                | (8. 699)              |
| Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del periodo                                                                         | 21. 773               | 26. 753               | 85. 362               | 40. 169               |
| <b>Efectivo y equivalentes al efectivo al final del periodo</b>                                                                      | <b>13.413</b>         | <b>21.773</b>         | <b>37.790</b>         | <b>85.362</b>         |
| Inscripción en el Registro Especial de Entidades Informantes de la SVS. N° 95                                                        | N° 95                 | N° 95                 | N° 187                | N° 187                |

## ESTADOS DE SITUACION FINANCIERA RESUMIDOS POR FILIALES

GAS DE CHILE S.A.

## BALANCE

2015  
MUS\$2014  
MUS\$

## Activos

Total Activos Corrientes 590 664

Total Activos no Corrientes 3. 687 3. 848

**Total Activos 4.277 4.512**

## Patrimonio y Pasivos

Total Pasivos Corrientes 34 21

Total Pasivos no Corrientes - -

**Total Pasivos 34 21**

Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora 4. 243 4. 491

Participaciones no controladoras - -

**Total Patrimonio 4.243 4.491****Total Patrimonio y Pasivos 4.277 4.512**

## ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES RESUMIDOS POR FILIAL

Ingresos de actividades ordinarias- -

Costos de ventas - -

**Ganancia bruta - -**

Ganancia (Pérdida) , de Otros Resultados distintos de la Operación 23 35

**Ganancia (Pérdida), antes de Impuesto 23 35**

Gasto (Ingreso) por Impuesto a las Ganancias 399 165

**Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas 422 200**

Ganancia (pérdida) de operaciones discontinuadas - -

**Ganancia (Pérdida) 422 200**

Ganancia (pérdida) , atribuible a los propietarios de la controladora 422 200

Ganancia (pérdida) , atribuible a participaciones no controladoras - -

**Ganancia (Pérdida) 422 200**

## ESTADO DE OTROS RESULTADOS INTEGRALES RESUMIDOS POR FILIAL

**Ganancia (Pérdida) 422 200**

Otros Ingresos y Gastos con Cargo o Abono en el Patrimonio Neto - -

**Resultado Integral Total 422 200**

Resultado de Ingresos Atribuible a los propietarios de la controladora - -

Resultado de Ingresos Atribuible a los propietarios de no controladoras - -

**Resultado Integral total 422 200**

## ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO DIRECTO RESUMIDO POR FILIAL

Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación - -

Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión - -

Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación - -

**Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambio - -**

Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo - -

Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del periodo - -

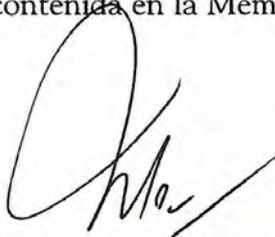
**Efectivo y equivalentes al efectivo al final del período - -**

# DECLARACIÓN DE RESPONSABILIDAD DE LOS DIRECTORES Y DEL GERENTE GENERAL

---



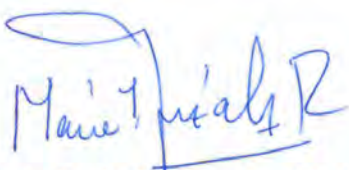
Los abajo suscritos, miembros del Directorio y Gerente General de la Empresa Nacional del Petróleo, en conformidad con las normas establecidas por la Superintendencia de Valores y Seguros, declaran que la información contenida en la Memoria y Estados Financieros Anuales 2015 es veraz y completa.



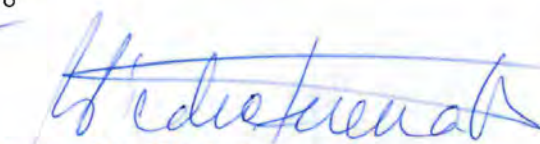
**Máximo Pacheco Matte**  
PRESIDENTE  
RUT N° 6.371.887-4



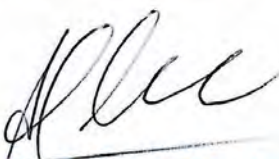
**Eduardo Bitrán Colodro**  
VICEPRESIDENTE  
RUT N° 7.950.535-8



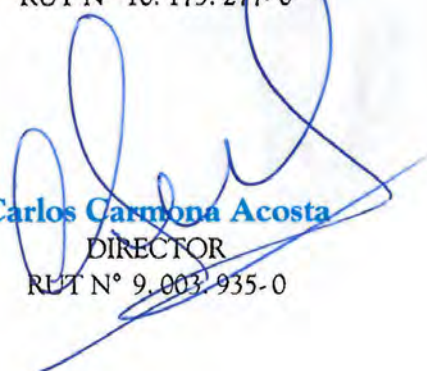
**María Isabel González Rodríguez**  
DIRECTORA  
RUT N° 7.201.750-1



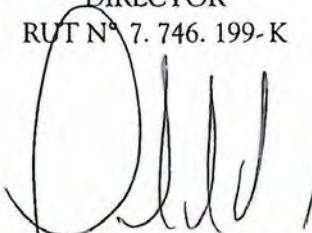
**Bernardita Piedrabuena Keymer**  
DIRECTORA  
RUT N° 10.173.277-0



**Alejandro Jadresic Marinovic**  
DIRECTOR  
RUT N° 7.746.199-K



**Carlos Carmona Acosta**  
DIRECTOR  
RUT N° 9.003.935-0



**Jorge Fierro Andrade**  
DIRECTOR  
RUT N° 9.925.434-3



**Paul Schiodtz Obilinovich**  
DIRECTOR  
RUT N° 7.170.719-9



**Marcelo Tokman Ramos**  
GERENTE GENERAL  
RUT N° 16.654.431-9



MEMORIA ANUAL

2015