

**Arthur D Little**

# Revisión de alcance y razonabilidad del monto de la inversión del PMRT

Reporte Final

19 de Junio 2017



## Límite de responsabilidad

Este Informe fue encargado por Petroperú en términos que limitan específicamente la responsabilidad de Arthur D. Little Inc.

Los análisis y conclusiones de los servicios a prestar en el alcance de la presente propuesta serán el resultado del mejor juicio profesional de Arthur D. Little utilizando la información y opiniones proporcionadas por Petroperú.

El uso de los informes de la consultoría o la dependencia en los mismos para tomar decisiones por parte de Petroperú, u otras entidades del Estado, será bajo la entera responsabilidad de las mismas. Arthur D. Little no asume ninguna responsabilidad por los perjuicios o daños económicos o de cualquier otra naturaleza que puedan derivarse de las decisiones que pueda tomar o dejar de tomar las partes interesadas en relación a los temas abordados en los informes, ni por los daños o perjuicios que dichas decisiones puedan causar a la Nación o a terceras partes.

# Petroperú ha solicitado el apoyo de Arthur D. Little para la revisión del alcance y razonabilidad del monto de inversión del PMRT

## Contexto del Estudio

- El Proyecto de Modernización de la Refinería de Talara (PMRT) se encuentra en plena ejecución y presenta diferencias en el monto de inversión en relación al pasado
- Arthur D. Little ha apoyado en el pasado a Petroperú en la factibilidad inicial en 2008 y en 2012 en la evaluación de ajustes de configuración y monto a contratar al EPC
- La Contraloría General de la Nación ha realizado un reporte de seguimiento y monitoreo del PMRT y recomendado la implementación de medidas preventivas pertinentes
- Petroperú ha solicitado el apoyo de Arthur D. Little para la revisión del alcance y razonabilidad del monto de inversión del PMRT

## Objetivos del Estudio

- Verificar el alcance actual del proyecto y compararlo con los estudios realizados en 2008 (Factibilidad) y 2012 (FEED)
- Analizar si el estimado actual del monto de la inversión del proyecto presenta un valor razonable de mercado

# El alcance y monto de inversión del PMRT ha variado significativamente entre 2008 y 2012 y entre 2012 y 2017

## Antecedentes

- En 2008 se escoge una configuración industrial para el PMRT, en base a un estudio de factibilidad desarrollado por Arthur D. Little, que incluía la ampliación de algunas de las unidades existentes. Entre 2008 y 2012 se realizan estudios que determinan limitaciones mecánicas de las unidades existentes y se opta por otra configuración. Sobre ella se realiza un Front End Engineering Design (FEED), con cambios menores en mezcla de crudos, necesidades adicionales de infraestructura y especiales de construcción. En 2012 la EPC (Engineering Procurement and Construction) presenta un OBE (Open Book Estimate) 2012 para procura y construcción de 3,046 MMUSD para Unidades de Proceso y otros conceptos que serían contratados y un estimado preliminar de 815 MMUSD para las Unidades Auxiliares que se esperaba fueran tercerizadas y que no constituía oferta de construcción por ese monto
- En 2014 Petroperú convierte el contrato con el EPC a la etapa de construcción para las unidades de proceso por un monto de 2,730 MMUSD, con base en un nuevo OBE 2014 excluyendo del alcance algunos ítems del OBE 2012
- El monto actual de inversión del proyecto estimado por Petroperú a fin de marzo de 2017 es de ~5,400 MMUSD\* incluyendo:
  - Unidades de Proceso: 2,762 MMUSD
  - Unidades Auxiliares: 891 MMUSD
  - Trabajos complementarios: 227 MMUSD
  - Costos del Propietario: 496 MMUSD
  - Intereses Pre operativos: 1,028 MMUSD

## La Contraloría General de la República ha identificado potenciales riesgos en el proyecto, y recomendando a Petroperú tomar medidas preventivas

### Contenido del Informe de Contraloría

- En abril de 2017 la Contraloría General de la República ha remitido a Petroperú su Informe de seguimiento y supervisión del PMRT N° 00003-2017-CG/GCIP
- En dicho informe identifica potenciales riesgos en el proyecto y recomienda a Petroperú tomar las medidas preventivas pertinentes
- En particular realiza un análisis de la evolución de los montos de inversión del PMRT, en el cual afirma que el monto se incrementó de USD 1,335 MM a USD 4,155 MM sin variaciones significativas del alcance del proyecto en cuanto a la naturaleza de la materia prima, el volumen de refinación y la calidad de los productos finales

Estimaciones de montos de inversión (USD MM)	Factibilidad 2008	FEED EPC 2014	FEED EPC 2016/17
Unidades de Proceso	948	2,730	2,730
Unidades Auxiliares	335	-	815
Inversiones Complementarias	52	162	610
<b>Total Costo</b>	<b>1,335</b>	<b>2,892</b>	<b>4,155</b>

# Metodología de Revisión Arthur D. Little

## Metodología de Revisión Arthur D. Little

---

Nuestra metodología de análisis se basa en:

- Revisión de Estudio de Factibilidad de PMRT (año 2008)
- Revisión de expertos en estimación de costos de proyectos de refinación en base a estimación OBE 2012 y proyecto de conversión EPC 2014
- Nuestra experiencia en otros proyectos de refinación a nivel regional y global
- Referencias internacionales de alcance y montos de inversión de proyectos de refinación
- Análisis de indicadores de evolución de costos locales e internacionales
- Referencias de mercado (expertos sectoriales, contratistas internacionales, proveedores, compañías de refinación)



## Hemos adoptado una clasificación de los conceptos de inversión del PMRT para facilitar el análisis

### Clasificación ADL de conceptos de inversión PMRT

#### Unidades de Procesos

- Destilación Prim. DPI
- Destilación al Vacío DV3
- Flexicocker FCK
- Craqueo Catalítico FCC
- Recup. de Gases RG1/2
- Hidrotrat Nafta FCC HTF
- Hidrotrat. Naftas HTN
- Reformer Cat. RCA
- Hidrotrat. Diesel HTD
- Tratamiento GLP TGL
- Unidad Aminas AM2
- Despoj. Aguas Amargas
- Interconexiones
- Almacenamiento
- Instalaciones Marítimas
- Sistema Antorchas
- Otros Generales

#### Unidades Auxiliares

- Cogeneración - GE
- Planta Hidrógeno - PHP/PSA
- Planta de Nitrógeno - NIS
- Planta Ácido Sulfúrico - WSA
- Desalación y desmineralización - OR2/DM2
- Captación y descarga de agua de mar - SWI/SWO
- Sistema de agua de enfriamiento - SWC/CWC
- Tratam. aguas - WWS /SA2
- Almac. ácido sulfúrico concentrado - ASC
- Distribución gral. vapor - SGV
- Recup. condensado - RCO
- Interconexión eléctrica con la Red - IER

#### Trabajos Complementarios

- Obras complementarias (Edificios Adm., Repuestos)
- Unidad de Tratamiento Cáustico Kero (TKT)
- Planta de Sosa Gastada (OX/SCG)
- Construcción de tanques
- Nuevas obras definidas en ingeniería de detalle de unidades de proceso
- Saneamiento operativos
- Control de Accesos
- Nuevas edificaciones área técnica y Equipos de laboratorio

#### Costos de Propietario

- Gestión PMRT
- PMC
- PMO
- Servicios Básicos
- Químicos y Catalizadores
- Tecnologías Licencias
- Servicios FEED
- Proyectos Sociales
- Adquisición Inmuebles
- Asesoría Financiera
- Excedente Carta Fianzas
- Aranceles importación
- Simulador operarios
- Vehículos PMRT

#### Financiamiento

- Intereses y Comisiones pre operativo

## La estimación actual de PP de la inversión del proyecto, considerando costos del propietario y financiamiento pre operativo es de ~5400 MMUSD

Item	Monto Inversión MMUSD *	Estado	Comentarios
<b>Unidades de Proceso (contrato EPC)</b>	2,762	En construcción	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Sujeto a Ordenes de Cambio durante la construcción. Solicitadas por TR: 62 MMUSD, aprobadas 1.4 MMUSD</li> <li>■ Sujeto sobrecostos de EPC por demora en U. auxiliares</li> </ul>
<b>Unidades Auxiliares</b>	891	Por contratar	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ 815 MMUSD estimado a precios de 2012 mas reserva por actualización de precio estimada por Petroperú</li> <li>■ Sujeto a negociación y forma de contratación</li> </ul>
<b>Trabajos Complementarios</b>	196	En desarrollo	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ 50.5 MMUSD aprobados por Instalaciones Complementarias en 2014</li> <li>■ +89 MMUSD por exclusiones de alcance de contrato EPC (TKT, OX, tanques, área técnica y laboratorio, control de accesos)</li> <li>■ +32 MMUSD por saneamiento operativo de áreas para construcción</li> <li>■ +23 MMUSD por cambios producto de Ing. de detalle</li> <li>■ + 2 MMUSD otros (variaciones x plazo)</li> </ul>
<b>Costos del Propietario (Petroperú)</b>	527	En desarrollo	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ 54 MMUSD por Gestión PMRT, principalmente planilla personal</li> <li>■ 247 MMUSD Servicios PMC contratados a Consorcio CPT</li> <li>■ 47.5 MMUSD Servicios PMO contratados a Deloitte</li> <li>■ 37 MMUSD Carta Fianzas EPC y Asesoría financiera</li> <li>■ 44 MMUSD Impacto por mayor plazo EPC imputable a Petroperú</li> <li>■ 97 MMUSD (Licencias, Quim&amp;Cataliz.; Proy. Sociales; Adq. Inmuebles)</li> </ul>
<b>Financiamiento Pre Operativo</b>	1,028	En desarrollo	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Hasta presente: intereses por préstamo sindicado y otros corto plazo</li> <li>■ Intereses por financiamiento de largo plazo (ej. bono, CECSA/ECA)</li> </ul>

\* Inversión estimada por Petroperú en Informe Técnico I.T. N° SPMRT-0054-2017

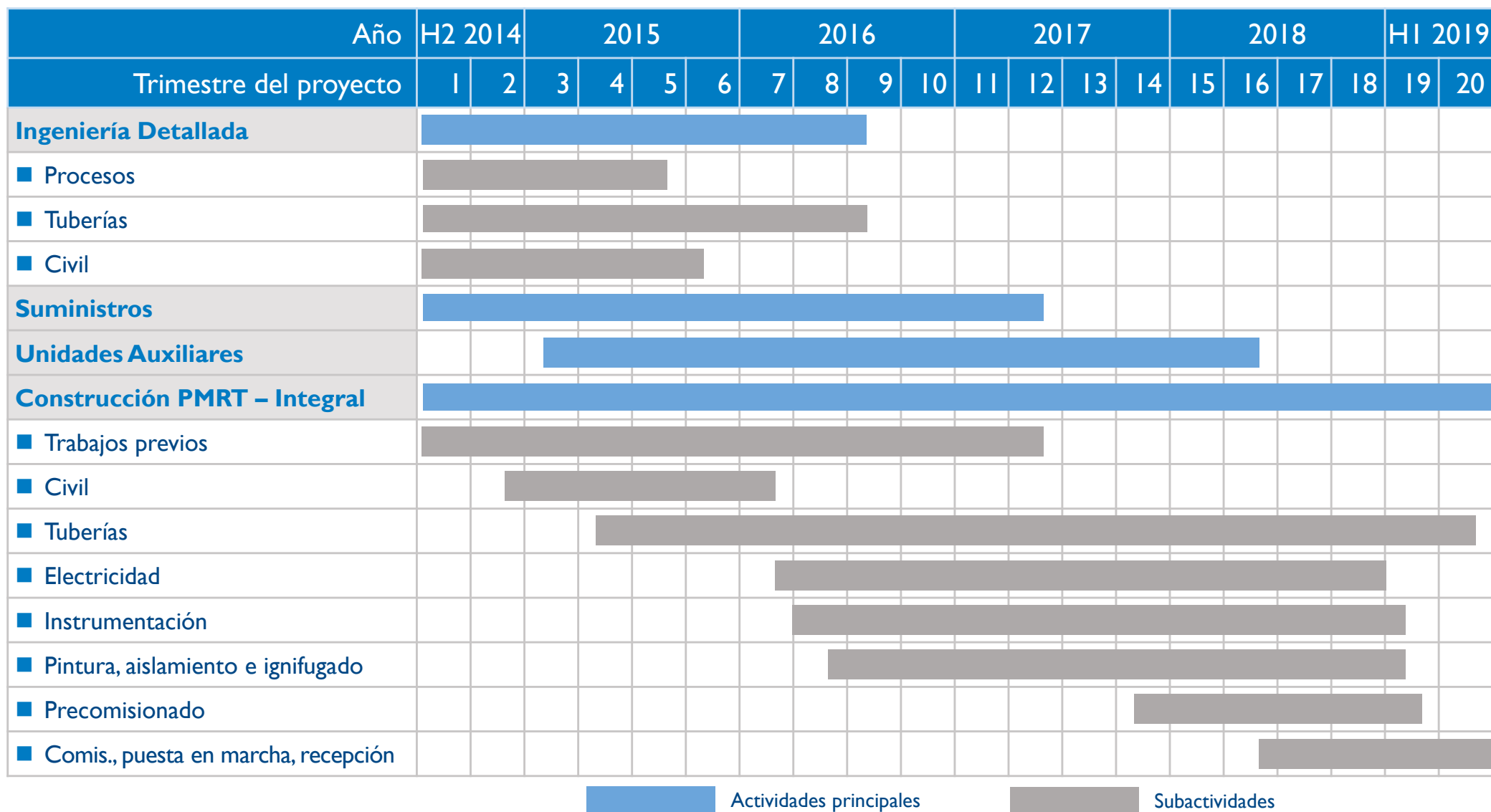
PP: Petroperú; TR: Técnicas Reunidas (Contratista); PMC: Project Management Contractor; PMO: Project Management Office



## Las estimaciones de monto de inversión han considerado diferentes configuraciones y rubros de inversión a través del tiempo

Item / MMUSD	2008 Factibilidad	2012 FEED-OBE	2014 Inicio EPC	2017	Notas
Unidades de Proceso	897	3,046	2,730 (a)	2,762 (a)(b)	Incluye unidades de proceso y otros generales a) Excluye ciertas plantas y edificios antes incluidos b) Incluye estimación de ordenes de cambio
Unidades Auxiliares	384	a cargo de 3ros Estimado: 745	a cargo de 3ros Estimado: 815	891 (c)	c) Estimación preliminar 2012 más reserva por actualización de precios estimada por PP
Inversiones Complementarias	16.5	algunos conceptos incluidos en OBE	Estimado 50.5 (e)	196 (f)	e) Incluye instal. aprobadas por 50.5 MMUSD f) Incluye otros conceptos excluidos en Conversión Contrato EPC con TR en 2014 (ej. TKT y OX) y cambios ing. detalle y saneamiento oper.
Costos del Propietario	36.3(g)	no analizado químicos incluidos en OBE	Si bien existían no se reportaban Estima: 324 (h)	527 (i)	(g) 3% del monto de unidades principales (h) Incluye montos luego asumidos como hundidos (i) Considera plazo hasta dic. 2020. Incluye quim. y cataliz. para 1er carga sólo unid. Proceso
Financiamiento Pre Operativo	no considerado	no considerado	Estimado: 707 (j)(k)	1,028 (k)	(j) IP-PMRT-14.01 (k) Se capitalizan intereses hasta arranque PMRT
<b>Inversión Total Explícita</b>	<b>1,334</b>	<b>3,046</b>	<b>3,919</b>	<b>5,403 (l)</b>	(l) Podrá incrementarse por mayores plazos, actualización inversión auxiliares, y otros
Principales Ajustes	Reforma de algunas unidades	Nuevas unids. Lay Out	Complement., C. Propietario y Financiamiento	U. Auxiliares, Complement., C. Propietario y Financiamiento	

# El cronograma del PMRT preveía el arranque para junio de 2019, aunque PP estima su fecha temprana de arranque en diciembre de 2020



Fuente: análisis Arthur D. Little en base a Contrato EPC TR Anexo 25

 Actividades principales  Subactividades



# Los plazos transcurridos para la contratación de la procura y construcción han impactado en el monto de inversión del proyecto

## Impacto de la Demora en Contratación



El monto ha aumentado principalmente por trabajos complementarios, por rubros indirectos y por la decisión de Petroperú de inversión en plantas auxiliares

Item	Monto Inversión MMUSD	Motivador de Incremento	Opinión de ADL
<b>Unidades de Proceso (contrato EPC)</b>	2,762	Escalamiento 2012-14 Ajuste de oferta TR Ordenes de cambio	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Contratado en 2014, coherente en general con nuestra evaluación de razonabilidad de 2012</li> <li>■ TR ha solicitado órdenes de cambio durante la ejecución, esperable en contrato de este tipo</li> </ul>
<b>Unidades Auxiliares</b>	891	A realizar por BOOT* en 2012 Aumento por variaciones de capacidad y especificaciones; Escalación 2012-2017	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Se justifica inclusión como parte de la inversión PMRT luego de decisión de no tercerizar</li> <li>■ La estimación actual de Petroperú de 891 MMUSD es razonable, pero podría variar según diversos factores de ajuste</li> </ul>
<b>Trabajos Complementarios</b>	196	Conceptos excluidos Conversión EPC Ajustes por Ingeniería de Detalle Saneamiento operativo Otros	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Algunos ítems menores se encontraban en el monto del OBE 2012 y fueron excluidos en contrato 2014</li> <li>■ Se justifica en general el aumento de inversión por ser parte del desarrollo normal de una construcción</li> </ul>
<b>Costos del Propietario (Petroperú)</b>	527	Necesidad de un PMC Necesidad de fortalecer el equipo de gestión del proyecto	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Elevado en relación al monto de inversión</li> <li>■ Se justifica parcialmente por escasa experiencia y competencias para la gestión de un proyecto complejo</li> </ul>
<b>Intereses Financiamiento Pre Operativo</b>	1,028	No disponibilidad de fondos propios Dificultades para obtención y alta tasa Plazo total esperado del proyecto	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Alto costo de financiamiento esperado, aunque consistente con estrategia financiamiento, dificultad de acceso a crédito y la demora del proyecto</li> </ul>

\* BOOT: Build Own Operate and Transfer (construcción, propiedad, operación y transferencia a Petroperú). PMC: Project Management Contractor (Contratista de Gestión de Proyecto)  
TR: Técnicas Reunidas

## Revisión de alcance y monto de inversión (1/5)

I

MMUSD 2,762 - Unidades de Proceso

### Opinión ADL

Contratado en 2014, coherente en general con nuestra evaluación de razonabilidad de 2012

TR ha solicitado órdenes de cambio durante la ejecución, esperable en contrato de este tipo

### Soporte

- ADL ha revisado los montos de inversión del OBE 2012 encontrándolos razonables en su momento
- El Contrato de ingeniería, procura y construcción se firma en 2014 sobre una base diferente (OBE 2014)
- Entre 2012 y 2014 ha avanzado la certidumbre de la ingeniería para la cotización y además se ha dado un escalamiento en costos
- El OBE 2014 convertido a Contrato EPC es consistente y razonable en alcance y montos en comparación por unidad respecto a lo analizado por ADL en 2012
- Si bien existen solicitudes de ajuste por Órdenes de Cambio del Contrato, el monto de las mismas sería de bajo impacto sobre el total

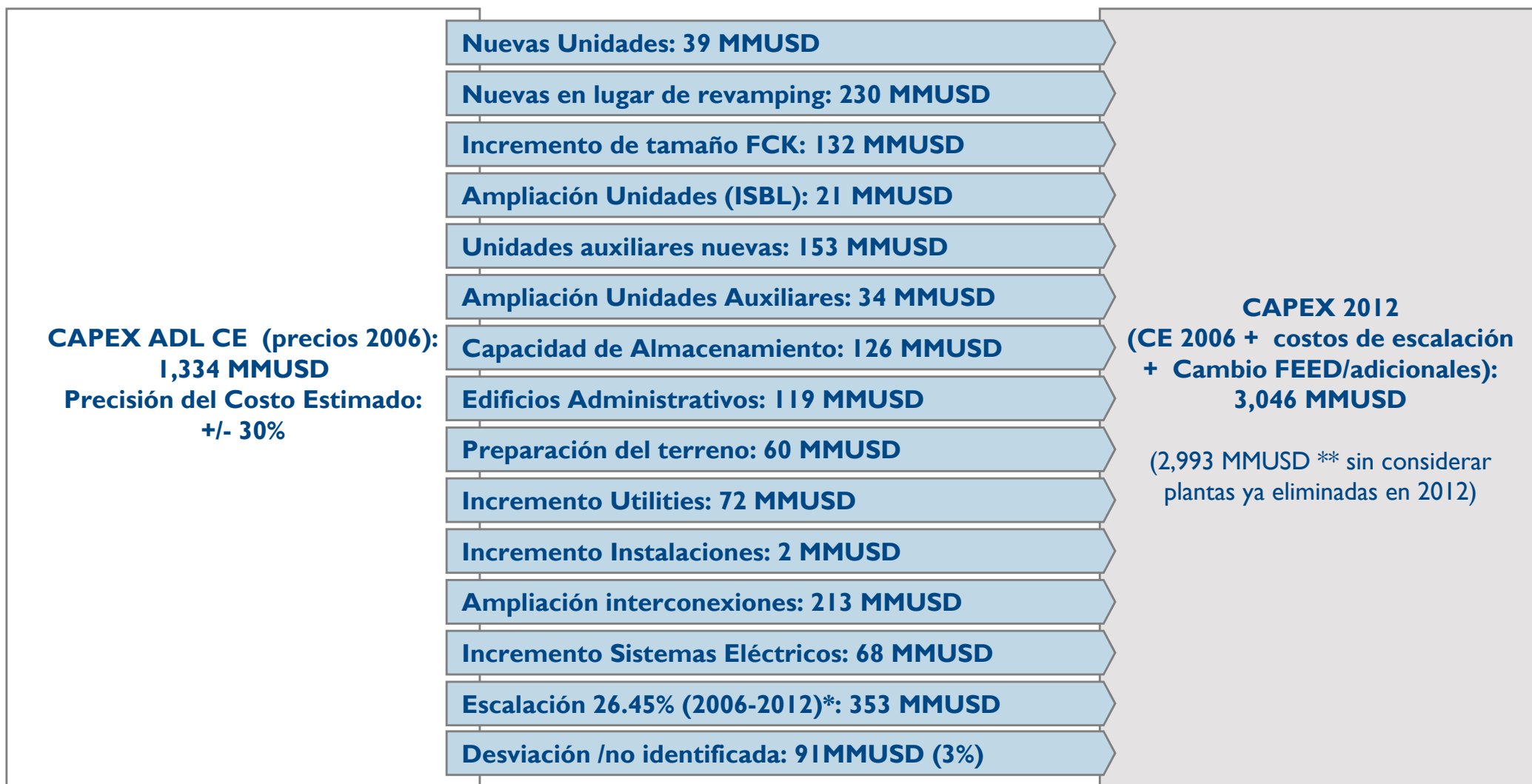


## El FEED 2012 descartó unidades existentes y modificó las relacionadas a azufre, hidrógeno y servicios auxiliares

	Unidad	CE	FEED
<b>Aspectos Críticos del Diseño – Capacidad de las Unidades (BPSD)</b>	Unidad de Craqueo Catalítico – FCC	25,000 (existente)	25,000 (nueva)
	FlexiCoker – FCK	21,000	22,600
	Unidad de Destilación Atmosférica – DPI	95,000	95,000
	Unidad de Hidrotratamiento de Nafta – HTN	13,300	13,300
	Unidad de Hidrotratamiento de Gasolina FCC – HTF	9,500	9,500
	Planta de Ácido Sulfúrico – WSA	362 TPD	560 TPD
	Unidad de Hidrotratamiento de Diesel – HTD	41,000	41,000
	Planta de Amina – AM2	144 mt/hr.	234 mt/hr.
	Reformadora Catalítica – RCA	9,500	9,500
	Unidad de Destilación al Vacío – DV3	22,00(existente) + 35,000 (nueva)	52,700 (nueva)
	Recuperación de Gases II – RG2	-	8.129 kg/hs
	Tratamiento de GLP – TGL	-	8,230
	Tratamiento de Aguas Ácidas II – WS2	-	123 m3/h + 47.5 m3/h
	Tratamiento Cáustico de Kero/Jet – TKT	-	8,800
	Planta de Soda Gastada – OX/SCG	-	4 m <sup>3</sup> /hr.
	Sistema Cerrado de Enfriamiento – CWC	Breve evaluación	De acuerdo a los requerimientos de las unidades nuevas y existentes
	Facilidades marinas/ Ingreso y Salida de Agua de Mar		
	Sistema de Antorcha – FB2		
	Almacenamiento de crudo y productos – TKS		
	Tratamiento Sanitario – SA2		
Edificios			
Interconexiones – INT	1,500 m <sup>3</sup> /hr.	3,500 m <sup>3</sup> /hr.	
Planta de Nitrógeno – NIS			
Servicios Auxiliares			
Unidad de Hidrógeno – PHP	21 MMSCFD	30 MMSCFD	
Planta de Cogeneración – GE	46 MW	100 MW	



# La inversión FEED 2012 es consistente con la de 2008 por escalamiento, alcance, los cambios y adiciones que hemos validado en 2012



Nota: Opinión de ADL sobre la evolución de la configuración del FEED se ha incluido estudio anterior.

\* Escalamiento= Δ Índice Nelson Farrar (2006-2012)\*% Materiales + Índice de precios de la construcción en Perú (2006-2012)\*%Trabajo

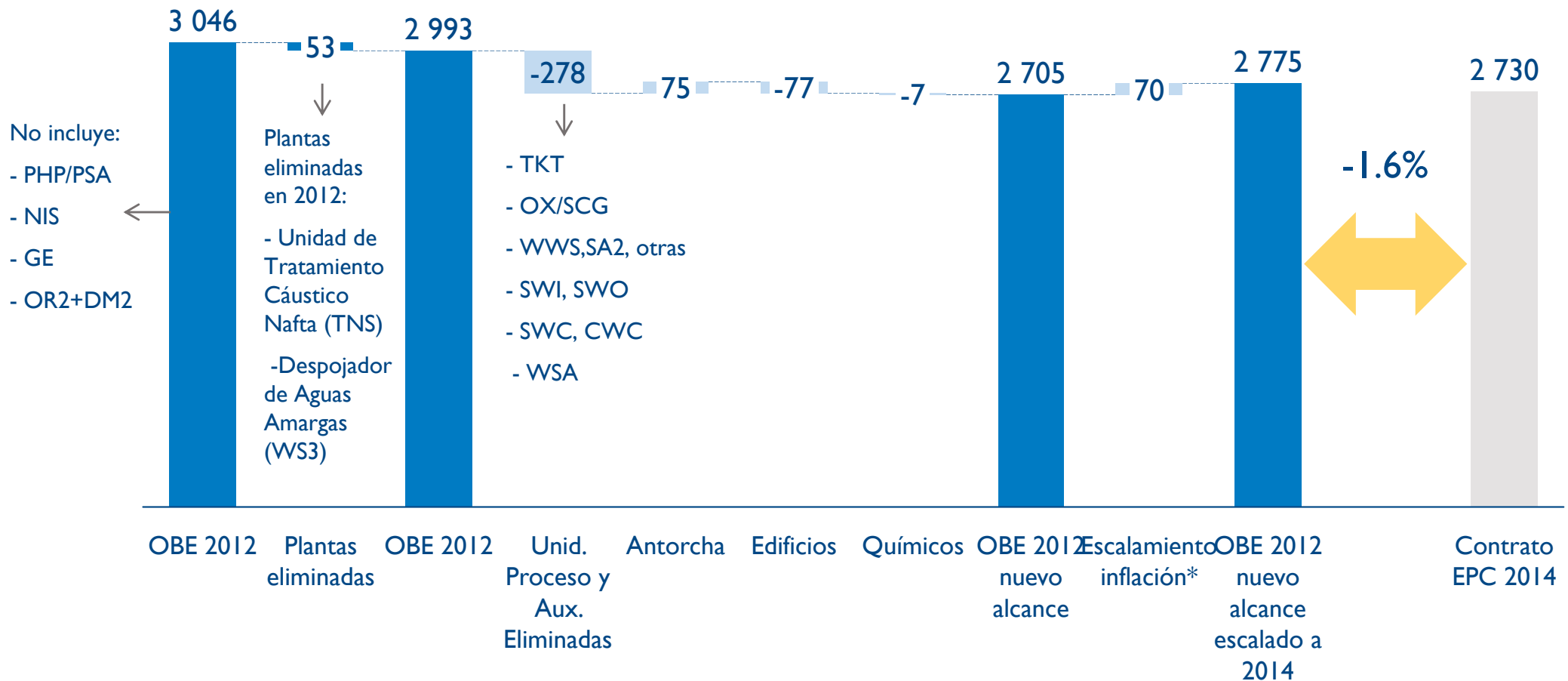
\*\* 3,046 MMUSD menos plantas eliminadas Unidad de Tratamiento Cáustico Nafta (TNS) y Despojador de Aguas Amargas (WS3), resulta en 2,993 MMUSD



# Las variaciones del EPC entre el OBE 2012 revisado por ADL y el contrato de 2014 son razonables en términos de alcance y monto

## Análisis Evolución OBE 2012 y Conversión a Contrato EPC Técnicas Reunidas 2014

En MMUSD



Fuente: OBE 2012 TR 28-09-12 Rev3; OBE 2014 TR 28-03-14; análisis Arthur D. Little

\* Escalamiento por inflación subyacente EEUU entre 29-09-2012 a 28-03-2014



# El OBE 2014 convertido a Contrato EPC es consistente y razonable en comparación por unidad respecto a lo analizado por ADL en 2012

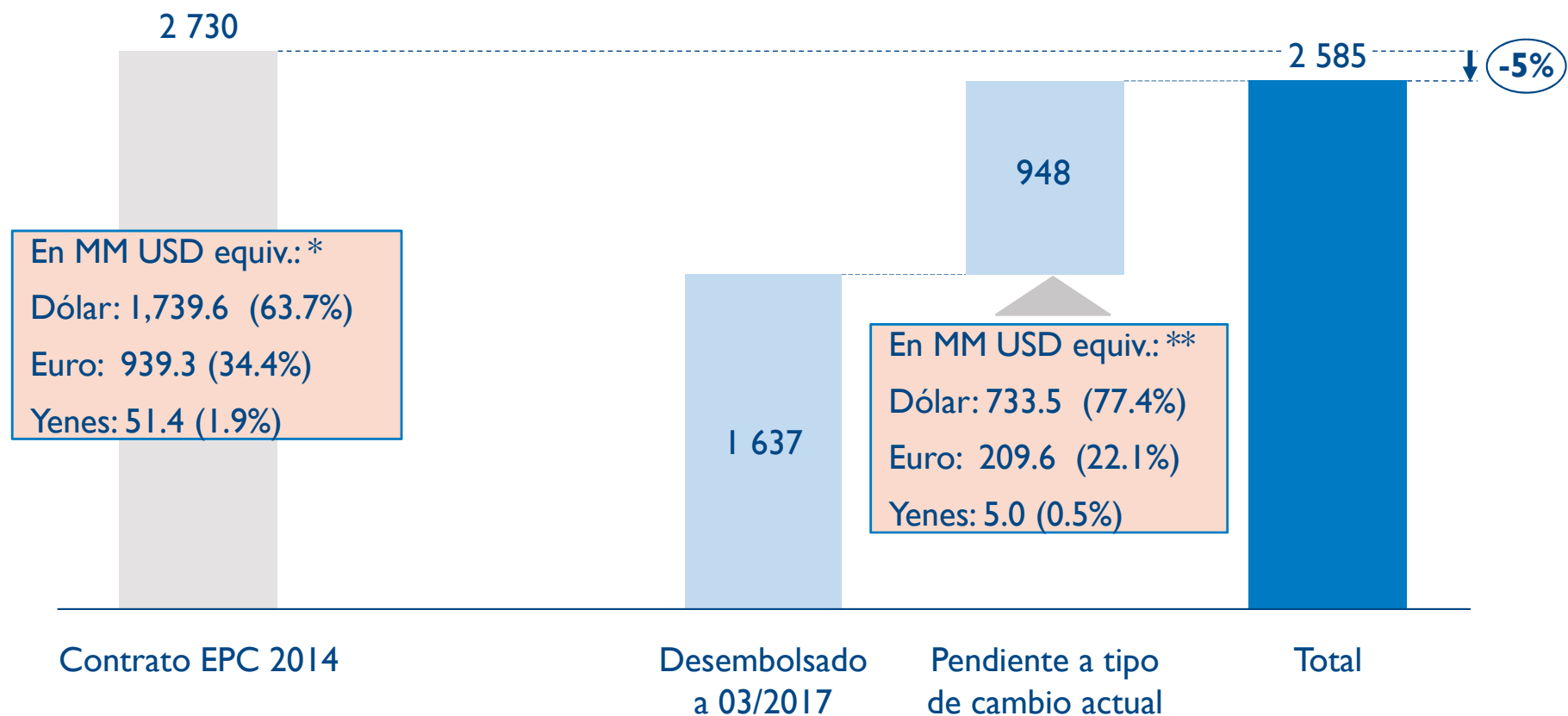
**OBE  
FEED  
2012 vs  
OBE  
FEED  
2014 –  
CAPEX  
(MM USD)**

Descripción	Capacidad	OBE 2012 (TR) sin distribuir Gral.	Capacidad	OBE 2014 (TR) sin distribuir Gral.	Δ 2014 / 2012	OBE 2014 (TR) Gral. distribuido
Unidad de Destilación Primaria (DPI)	95.000 bpsd	100.3	95.000 bpsd	98.6	-2%	126.2
Destilación al Vacío III (DV3)	52.740 bpsd	107.9	52.740 bpsd	122.2	+13%	156.6
Coquificación de Residuo de Vacío (FCK)	22.600 bpsd	482.5	22.600 bpsd	457.5	-5%	576.6
Unidad de Craqueo Catalítico (FCCI) y RGI	25.000 bpsd	224.6	25.000 bpsd	219.9	-2%	272.4
Unidad de Recuperación de Gases (RG2)	8.129 kg/hs	58.1	8.129 kg/hs	52.9	-9%	66.3
Hidrotratamiento de Nafta FCC (HTF)	9.500 bpsd	74.2	9.500 bpsd	76.0	+3%	96.2
Hidrotratamiento de Naftas (HTN)	13.300 bpsd	94.3	13.300 bpsd	101.6	+8%	128.3
Reformación Catalítica y Splitter (RCA)	9.500 bpsd	71.5	9.500 bpsd	69.2	-3%	88.1
Hidrotratamiento de Diesel (HTD)	41.000 bpsd	124.3	41.000 bpsd	134.8	+8%	170.4
Tratamiento de GLP (TGL)	8.230 bpsd	31.5	8.230 bpsd	38.4	+22%	48.9
Unidad de Tratamiento Cáustico Kero (TKT)	9.680 bpsd	12.2	9.680 bpsd	0.0	Excluida	0.0
Planta de Sosa Gastada (OX/SCG)	0,902 m³/h	15.4	0,902 m³/h	0.0	Excluida	0.0
Planta de Cogeneración (GE)	100 MW	-	100 MW	0.0	-	0.0
Tratamiento de aguas (WWS, SA2, otras)	420 m³/h	65.0	420 m³/h	0.0	Excluida	0.0
Captación y descarga Agua de Mar (SWI, SWO)	45.000 m³/h	52.1	45.000 m³/h	0.0	Excluida	0.0
Sistema de Agua de Enfriamiento (SWC, CWC)	42.234 m³/h	45.2	42.234 m³/h	0.0	Excluida	0.0
Ósmosis Inversa + Demin (OR2+DM2)	2419 m³/h	-	2419 m³/h	0.0	-	0.0
Unidad / Sistema de Aminas (AM2)	233.810 kg/hs	36.7	233.810 kg/hs	43.9	+19%	55.8
Despojador de Aguas Amargas (WS2)	196 m³/h	34.8	196 m³/h	31.5	-10%	40.2
Planta de Ácido Sulfúrico (WSA)	560 TM/día	88.0	560 TM/día	0.0	Excluida	0.0
Planta de Hidrógeno (PHP/PSA)	39,6 MMSCFD	-	39,6 MMSCFD	0.0	-	0.0
Planta de Nitrógeno (NIS)	3.500 Sm³/h	-	3.500 Sm³/h	0.0	-	0.0
Interconexiones	-	307.1	-	341.6	+11%	442.9
Almacenamiento de Crudo y Productos	126.380 m³	172.0	126.380 m³	159.8	-7%	208.1
Sistema de Antorcha y Recup. Gas Antorcha	-	-	-	57.5	Adición	74.8
Instalaciones marítimas	-	75.7	-	69.2	-9%	91.6
General: Utilities y Offsites TR	-	719.7	-	655.4	-9%	87.0
<b>Total (comparable)</b>		<b>2,993.1</b>		<b>2,730.3</b>	<b>-8.8%</b>	<b>2,730.3</b>
Plantas eliminadas (TNS y WS3) en 2012		53				
<b>Total</b>		<b>3,046</b>				

El costo del EPC depende de la evolución de las monedas de pago, representa hoy un monto menor al de 2014 y su valor final puede variar

Variación Monto Contrato EPC Técnicas Reunidas por Evolución de Monedas

En MM USD equivalentes



Fuente: análisis Arthur D. Little en base a información Petroperú Gestión PMRT  
 \* A tipo de cambio de fecha de firmado contrato (1.3086 USD/Euro; 98.23 JPY/USD)  
 \*\* A tipo de cambio de 30/03/2017 (1.07585 USD/Euro; 111.148 JPY/USD)

## Revisión de alcance y monto de inversión (2/5)

2

### MMUSD 891 - Unidades Auxiliares

#### Opinión ADL

Se justifica inclusión como parte de la inversión PMRT luego de decisión de no tercerizar

Estimación preliminar a precios de 2012 razonable para su alcance

La estimación de 891 MMUSD es razonable, pero podría variar según diversos factores de ajuste

#### Soporte

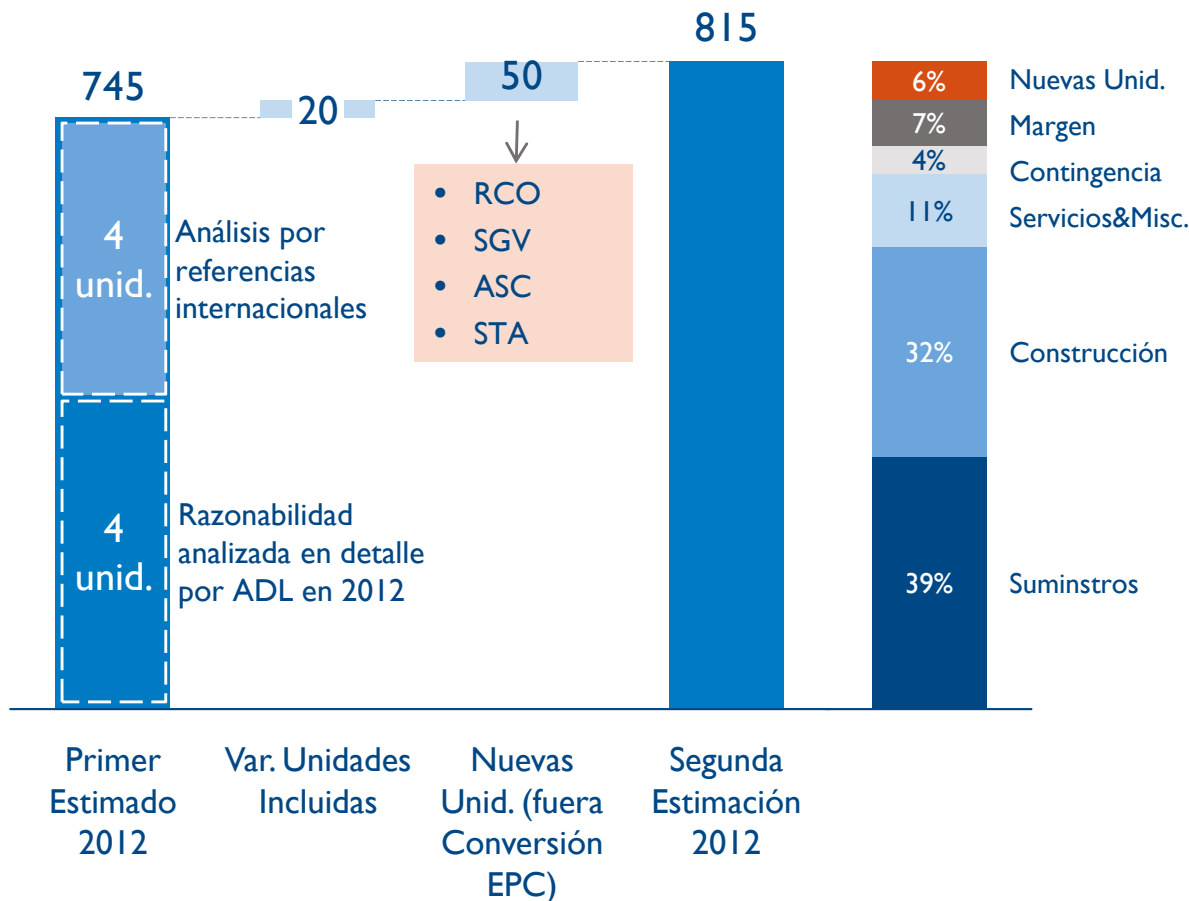
- A realizar por BOOT en 2012 con inversión de terceros
- La razonabilidad del monto de inversión de unidades auxiliares ha sido revisado en 2012 por ADL (sobre base de estimación preliminar de costos TR)
- Petroperú dispone de estimación preliminar por 815 MMUSD a precios de año 2012. ADL considera razonable esta estimación la cual incorpora unidades excluidas de conversión EPC
- Existe un estimado de fines de 2015 de 649 MMUSD en base a montos indicativos de ofertas de servicios por plantas a tercerizar, que no eran ofertas de construcción por dichos montos
- Aunque la estimación actual de 891 MMUSD se muestra razonable, es posible el monto final sea diferente por variaciones en capacidad y especificaciones, por escalamiento, y por otros factores complejos de cuantificar. El mismo dependerá de las ofertas concretas a recibir del o de los contratistas



# ADL considera razonable el estimado para auxiliares a precios 2012, sin embargo ese monto podrá incrementarse por diversos factores

## Evolución Estimación de Monto Inversión de Plantas Auxiliares

En MMUSD



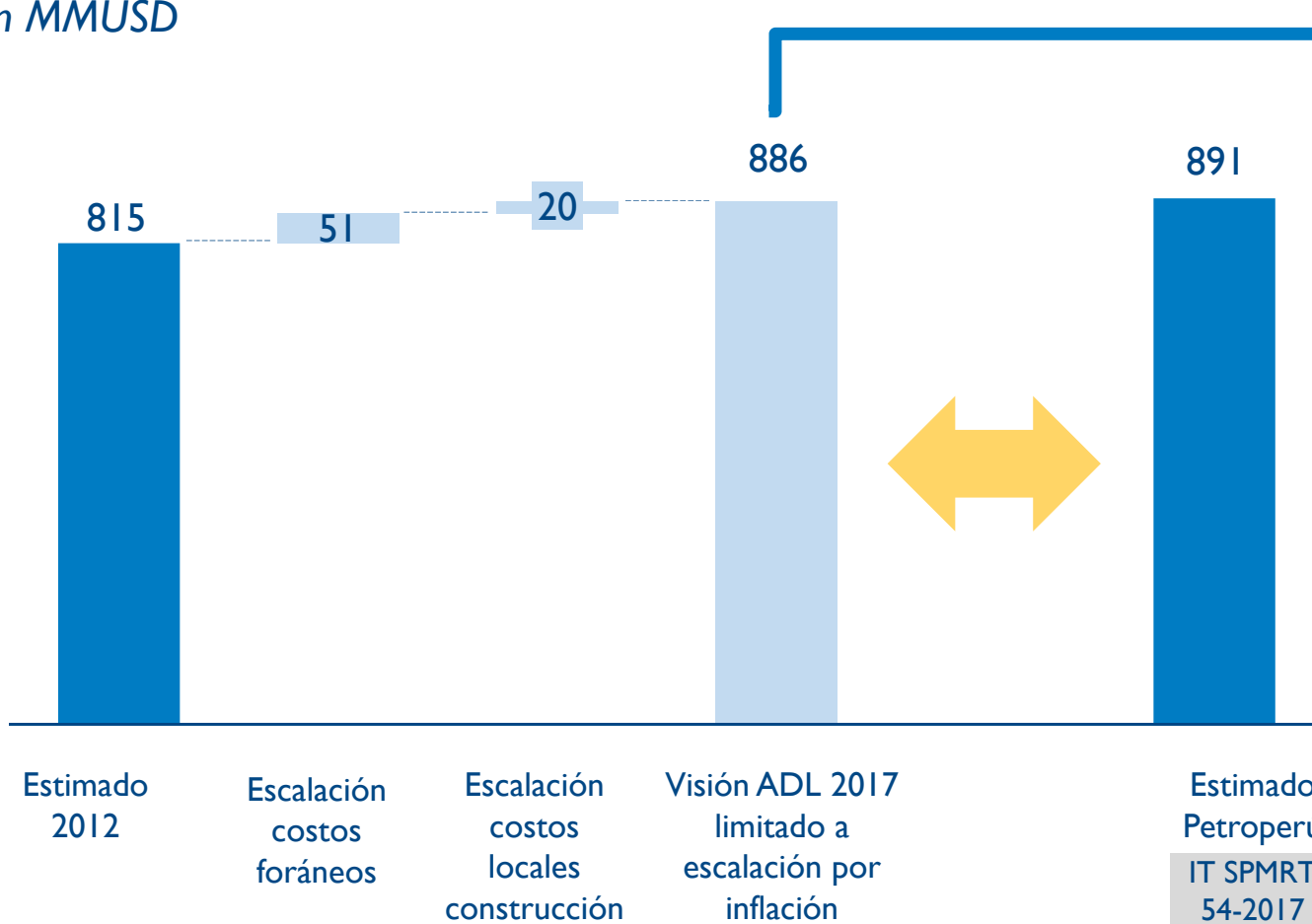
### Factores de impacto en monto de inversión actual

- + Variaciones de capacidad y/o de especificaciones y cantidades de materiales para la mayoría de las unidades
- + Escalamiento de precios 2012 a precios 2017. Suministros y servicios asociados a inflación foránea. Construcción asociado a evolución de costos locales
- Devaluación de moneda local vs. USD
- + Costos indirectos y margen de subcontratistas locales
- + Pérdida de sinergias de realización en conjunto y en paralelo con unidades Contrato EPC por mismo Contratista (ej. preparación de sitio, movilizaciones de personal y equipos de izaje, economías de escala y estrategias en procura, gestión de proyecto interna del Contratista, etc.)
- Caída de precios y nivel de actividad de industria petrolera y minera

La estimación actual de Petroperú de 891 MMUSD es razonable, pero entendemos que podría variar según diversos factores de ajuste

Estimación Actualizada de Monto de Inversión de Plantas Auxiliares

En MMUSD



**La estimación podrá sufrir variaciones por impacto de factores de compleja cuantificación aún no incluidos**

- Variaciones en capacidad y especificaciones de unidades
- Mercado de subcontratistas locales poco desarrollado con alto poder de negociación impactando en altos costos indirectos y márgenes
- Pérdida de sinergias de realización en conjunto y en paralelo con unidades Contrato EPC por mismo Contratista
- Apalancamiento en curva aprendizaje de subcontratistas locales por trabajos en unidades de procesos

**El monto final dependerá de la estrategia de contratación y de las ofertas recibidas para ello**

Fuente: análisis Arthur D. Little; IT SPMRT 54-2017

## La estimación actual de Petroperú es coherente con los montos revisados por ADL de base de configuración 2012 ajustados por inflación

Paq.	Unidad	Monto original	Ajuste por infl. foránea	Ajuste por infl. local	Visión ADL *
1	Planta de Hidrógeno – PHP/PSA	136.0	8.5	3.4	147.9
	Planta de Nitrógeno – NIS	12.9	0.8	0.3	14
2	Planta Ácido Sulfúrico – WSA	87.0	5.4	2.2	94.6
	Almac. Ácido Sulfúrico – ASC	12.1	0.8	0.3	13.2
3	Desalación y desm. – OR2 + DM2	89.6	5.6	2.2	97.4
	Tratamiento aguas – STA	7.7	0.5	0.2	8.4
4	Trat. efluentes – WWWS + SA2	65.2	4.1	1.6	70.9
	Sist. enfriamiento – SWC + CWC	49.5	3.1	1.2	53.9
	Captación de agua – SWI + SWO	69.1	4.3	1.7	75.1
5	Cogeneración – GE	255.3	15.9	6.4	277.6
	Recup. condensado – RCO	18.2	1.1	0.5	19.8
	Sist. generación de vapor – SGV	11.9	0.7	0.3	12.9
<b>Monto total (MMUSD)</b>		<b>815</b>	<b>51 (+6%)</b>	<b>20 (+2%)</b>	<b>886 (+9%)</b>

## Revisión de alcance y monto de inversión (3/5)

3

### MMUSD 196 – Trabajos Complementarios

#### Opinión ADL

Razonable, se justifica el aumento general de inversión por ser parte del desarrollo normal de una construcción

Algunos ítems menores se encontraban en el monto del OBE 2012 y fueron excluidos en contrato 2014

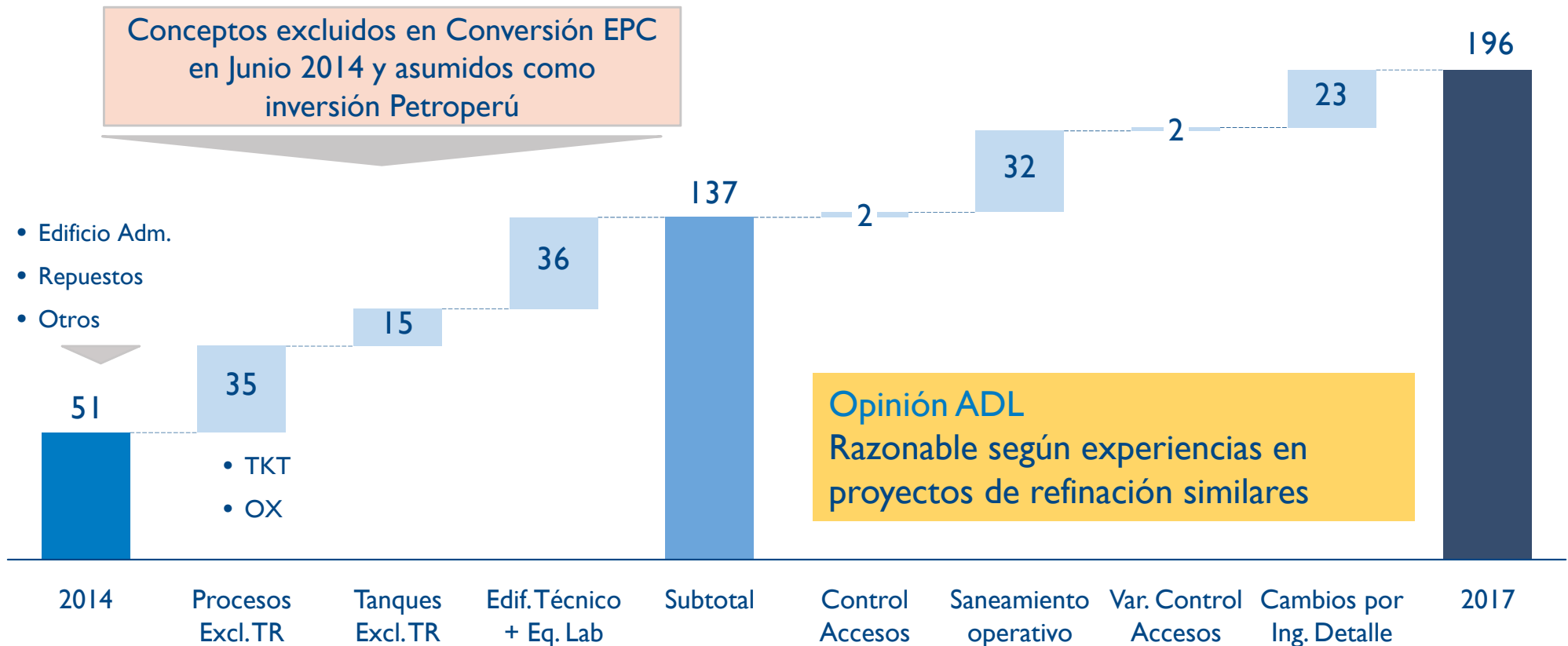
#### Soporte

- El monto de inversión correspondiente a Trabajos Complementarios es producto de exclusiones del alcance de TR y nuevos requerimientos normales de la etapa de construcción
- Consideramos razonable la inclusión de los conceptos excluidos del alcance del Contrato EPC en el monto total de inversión del PMRT, asumidos como inversión por Petroperú
- Consideramos normal en grandes proyectos que luego de la Ingeniería de Detalle se identifiquen nuevos requerimientos de inversión específicos
- Validamos también la razonabilidad de las estimaciones de inversión en concepto de saneamiento de sistemas operativos

El monto de inversión correspondiente a Trabajos Complementarios es producto de exclusiones del alcance de TR en 2014 y nuevos requerimientos normales de la etapa de construcción

### Trabajos complementarios

En MMUSD





## Revisión de alcance y monto de inversión (4/5)

4

### MMUSD 527 – Costos del Propietario

#### Opinión ADL

Elevado en relación al monto de inversión, influenciado por condiciones particulares del proyecto

Se justifica parcialmente por escasa experiencia y competencias para la gestión de un proyecto complejo

#### Soporte

- Forma parte de las inversiones típicas que se deben considerar en cualquier proyecto de esta envergadura
- El mayor peso está relacionado con personal de supervisión del proyecto y personal de gestión propia y del PMO
- Monto de servicios PMC representa un % relativamente alto del monto de inversión según referencias internacionales, sustentado en condiciones particulares del proyecto y de Petroperú
- La intención de fortalecer el equipo de gestión del proyecto originó la contratación de servicios de PMO, generando un costo adicional
- Representa 10.7% del monto de inversión si se considera el plazo original y representaría 13.6%\* si se considera el plazo previsto actualmente
- La extensión por sobre el plazo original (Junio 2019) ha provocado incrementos. Podría sufrir adicionales si el plazo se extiende más allá de diciembre 2020

\* Monto de inversión son considerar intereses financiamiento ni costos del propietario (eq. a 3880 MMUSD)

# Los Costos del Propietario representan un porcentaje sobre la inversión elevado influenciados por condiciones particulares del proyecto

## Peso relativo de los Costos del Propietario



### Costos del Propietario

- Caso PMRT:  $(527/3880)\% = 13.6\%$  de CAPEX
- Rangos usuales: 5 - 10 %

### ■ Condiciones particulares de Petroperú:

- Experiencia previa limitada
- Petroperú no contaba con procesos estandarizados de gestión de grandes proyectos
- Escaso apoyo de Ingeniería Corporativa
- Complejidad de modernización vs. refinería nueva
- Procesos administrativos de Petroperú como empresa del Estado
- + El sitio no es nuevo, posee personal e instalaciones disponibles
- + Los permisos son “ampliaciones” de las ya existentes
- + Parte de la capacitación corresponde al EPC

## Monto de servicios PMC representa un porcentaje relativamente alto del monto de inversión versus referencias internacionales...

### Análisis de Monto de Inversión de Servicios PMC

- Representa 4.6%\* del monto de inversión si se considera el plazo original y representara 6.4%\* si se considera el plazo previsto actualmente (versus rangos usuales entre 1.5 a 5.0% de la inversión)
- Tarifas Hora-Hombre del PMC de perfiles razonables/acordes a condiciones de mercado
- Relativamente alta cantidad de horas en relación al servicio típico de PMC relacionado a:
  - Experiencia previa de Petroperú limitada y escaso apoyo de ingeniería corporativa
  - Trabajos de EPC sobre refinería en operación de larga antigüedad
  - Alcance involucra todas las etapas del proyecto, incluyendo comisionamiento y puesta en marcha
- Modalidad de contratación a suma alzada que conlleva riesgos asumidos por el contratista, que no existen en modalidad de gastos reembolsables que es una modalidad bastante utilizada en el “project management”

...sustentado en condiciones particulares del proyecto y de Petroperú



# El proyecto requiere capacidades que Petroperú no dispone, por lo cual se apoya fuertemente en roles de supervisión y gestión de PMC y PMO

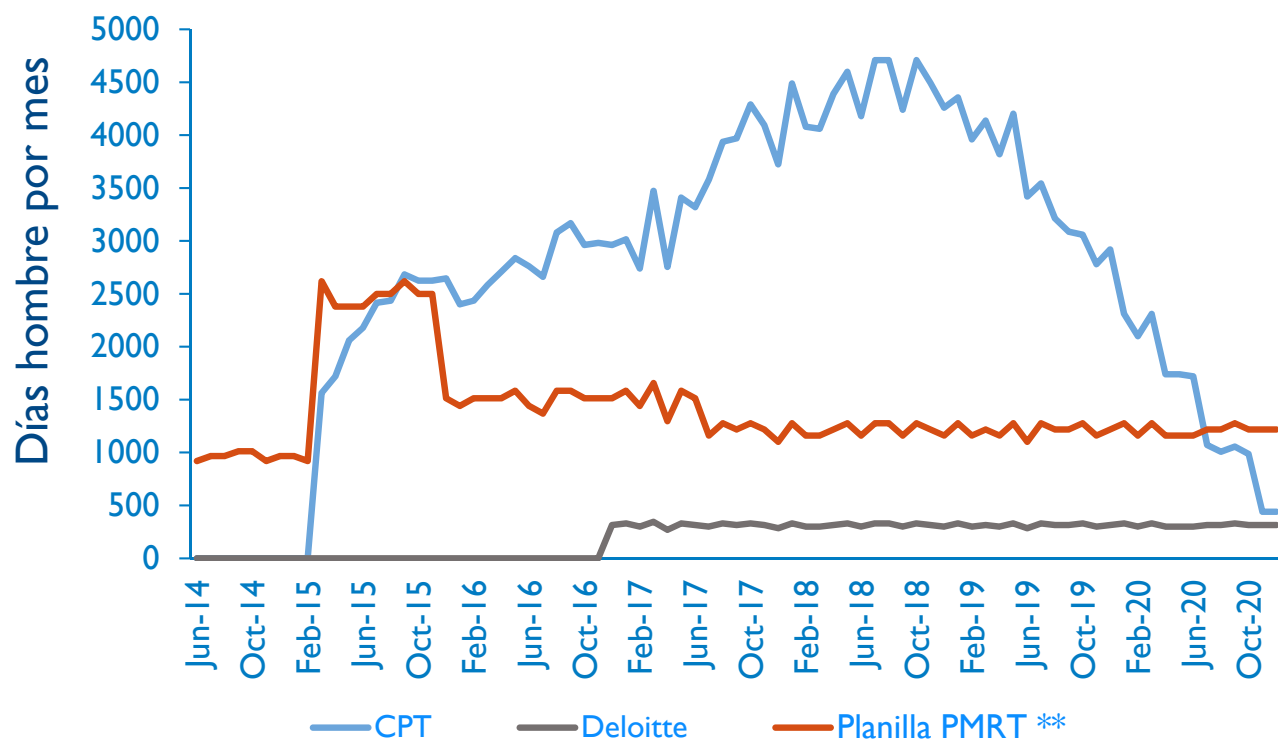
## Análisis de Roles de Supervisión y Gestión

Rol de PMC	Rol de PMO	Gestión PMRT
<p>Representante de Petroperú frente a contratistas en etapas FEED-EPC del PMRT</p> <p><u>Funciones y responsabilidades</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>■ Representante y asesor ante diligencias, control y evaluación de contratistas</li> <li>■ Asegurar cumplimiento de requerimientos en construcción y gestión de tiempo, costos, calidad, adquisiciones, materiales, HSE, documentos, especificaciones, finanzas, contratos, construcción, confidencialidad</li> </ul> <p><u>Entregables:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>■ Informes ejecutivos y evaluación de FEED-EPC, informes de progreso del PMC</li> <li>■ Revisión de propuestas de ejecución, alcance y OBEs de contratistas</li> <li>■ Informes de acciones ad-hoc</li> <li>■ Capitalización de informes finales de activos</li> <li>■ Informe final del proyecto</li> </ul>	<p>Soporte, asesoría y asistencia a Petroperú en la gestión del PMRT</p> <p><u>Alcance de servicios:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>■ Diagnóstico de actividades de Petroperú</li> <li>■ Desarrollo de Plan de Trabajo</li> <li>■ Análisis y preparación de Planes de Gestión</li> <li>■ Actividades directas e indirectas en:                             <ul style="list-style-type: none"> <li>– Cronograma, presupuesto, gestión de riesgos, contratos, reclamos, cambios, gestión de documentación, procura, ingeniería, auditorías técnicas, cierre</li> </ul> </li> </ul> <p><u>Entregables:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>■ Metodologías, formatos, instructivos, etc.</li> <li>■ Informe situacional y revisión de plan de gestión y ejecución de contratistas PMRT</li> <li>■ Plan de Trabajo y Planes de Gestión</li> <li>■ Informes mensuales y semanales</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Toma de decisiones respecto a PMRT (ej. tercerización o contratación de auxiliares)</li> <li>■ Gestión de proyecto PMRT</li> <li>■ Administración y Supervisión de contratos PMC y PMO</li> <li>■ Reporte a Corporativo Petroperú (Ej. Gerencia de Refinación, Gerencia Corporativa de Finanzas, etc.)</li> <li>■ Respuesta a requerimientos de entes gubernamentales (ej. Contraloría General República)</li> <li>■ Contratación de asesorías y consultorías</li> <li>■ Evaluación económica del PMRT</li> </ul>

Los servicios de PMC representan el 6.4% del monto de inversión\*, y los servicios de gestión PMO y planilla de personal PMRT suman el 2.2%

Histograma comparativo de dedicación  
Contratistas y Gestión PMRT

Análisis de costo unitario



	PMC (CPT)	PMO (Deloitte)	Planilla PMRT **
Inversión (MM USD)	246.8	47.5	40.2
Días Hombre Totales	211,127	15,290	110,658
USD/Días Hombre	<b>1,169</b>	<b>3,086</b>	<b>363</b>
% sobre Inversión PMRT *	<b>6.4 %</b>	<b>1.2 %</b>	<b>1.0 %</b>

Fuente: Petroperú Gestión PMRT: Contrato PMC; Contrato PMO; Análisis Arthur D. Little

\* Inversión de 3,880 MMUSD según cifras de Informe Técnico I.T. N° SPMRT-0054-2017 sin considerar Intereses por Financiamiento Pre-operativos ni costos del propietario

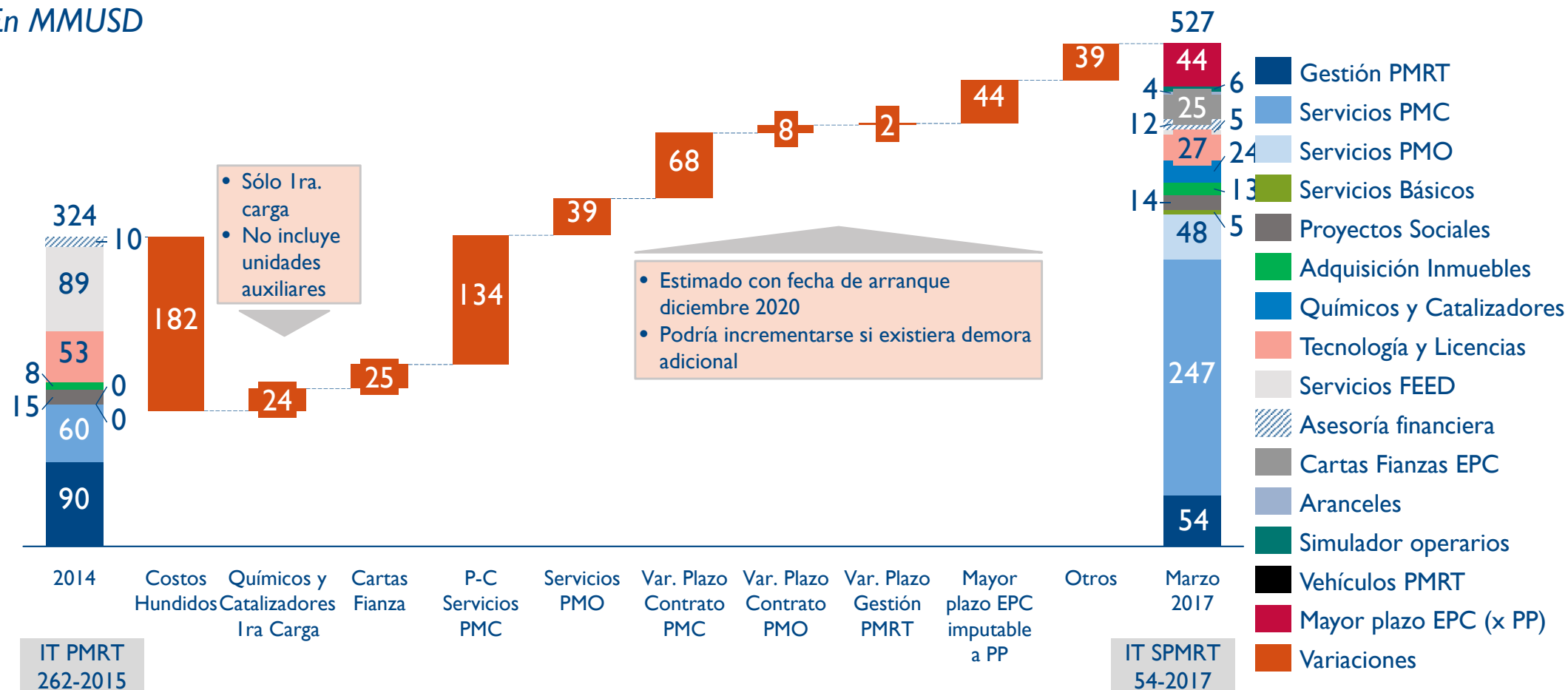
\*\* Planilla PMRT consiste en uno de los componentes del total de inversión de Gestión PMRT (total estimado 54.3 MMUSD)



# Los Costos del Propietario se han incrementado a causa de costos de supervisión y gestión, nuevos conceptos y mayor plazo de ejecución

## Composición y Evolución de Costos del Propietario

En MMUSD



Fuente: análisis Arthur D. Little inversión estimada en Informe Técnico I.T. N° SPMRT-0054-2017 y Anexos P-C Propuesta de Conversión

## Revisión de alcance y monto de inversión (5/5)

5

### MMUSD 1,028 – Pago de Intereses y Comisiones por Financiamiento en Fase Pre Operativo

#### Opinión ADL

Elevado en relación al monto de inversión

Alto costo de financiamiento esperado, aunque consistente con la estrategia de financiamiento, dificultad de acceso a crédito, la demora del proyecto y el encarecimiento del crédito a nivel internacional

#### Soporte

- No disponibilidad de fondos propios obliga a la necesidad de financiarse con recursos externos
- Dificultades para obtención de fondos por magnitud de los mismos
- Costo de la deuda razonable para Perú, aunque elevado al compararse con financiamiento de proyectos en países desarrollados
- Protege la claridad de los resultados consolidados de Petroperú
- Petroperú no tiene antecedentes/experiencia en emisión de bonos internacionales
- Plazo total esperado del proyecto impacta incrementando financiamiento hasta arranque
  - Podría sufrir incrementos si el plazo se extiende más allá de diciembre 2020

## El costo de financiamiento externo de PMRT es elevado en relación al monto de inversión

### Proyección de Pago de Intereses y Comisiones por Financiamiento Pre Operativo MMUSD

Categoría	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Total Acum.
Proyección Intereses y Comisiones	7.6	12	46.5	264.2	190.5	256.7	250.2	1,027.7
Inversión PMRT (neto de intereses)	91.3	575	1089.6	1077.8	853.7	341.8	346.6	4,375.8
Inversión PMRT Acumulada	91.3	666.3	1,755.9	2,833.7	3,687.4	4,029.2	4,375.8	4,375.8
Intereses y Comisiones como % de Inversión Acumulada	8.3%	1.8%	2.6%	9.3%	5.2%	6.4%	5.7%	23.5%

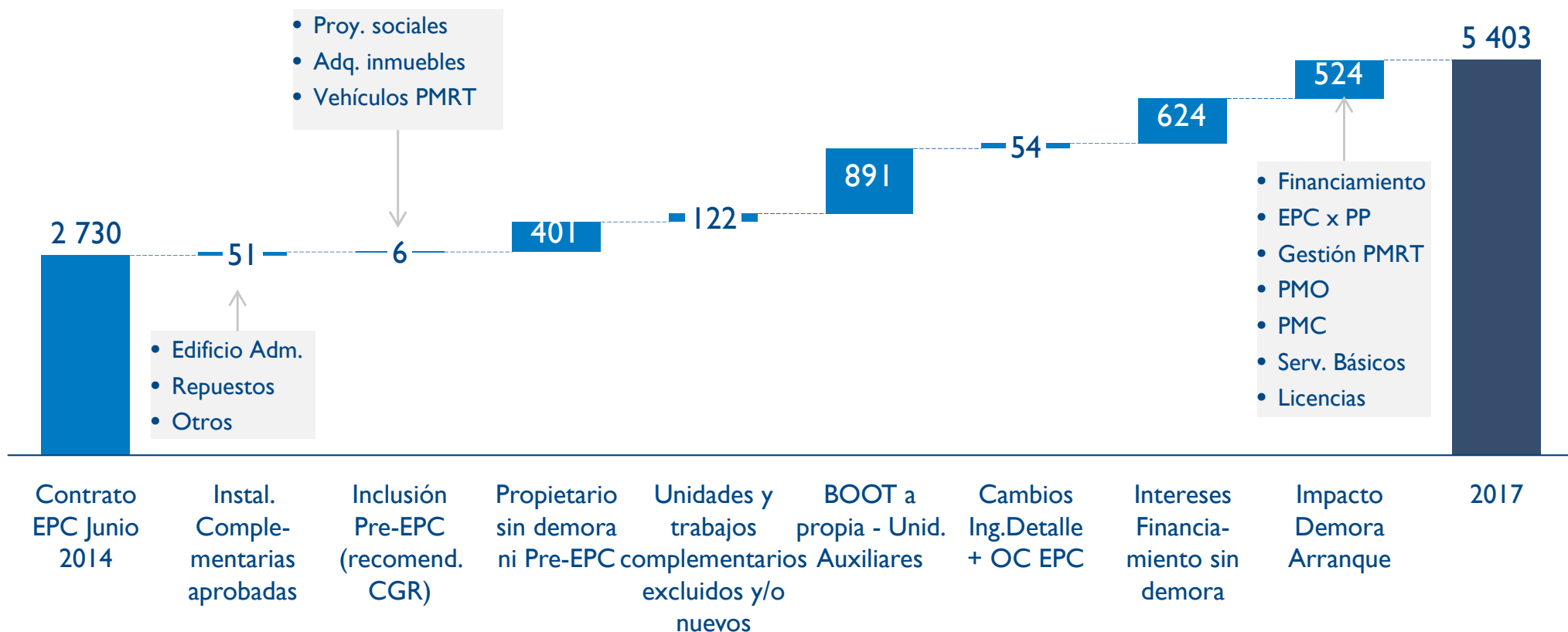
Sin embargo es consistente con estrategia de financiamiento, dificultad de acceso a crédito, la demora del proyecto y el encarecimiento del crédito a nivel internacional



Tomando como base el Contrato EPC, el monto actual estimado incorpora principalmente inversión de auxiliares y complementarios...

Incrementos de montos actual estimado de Inversión por factor

MMUSD

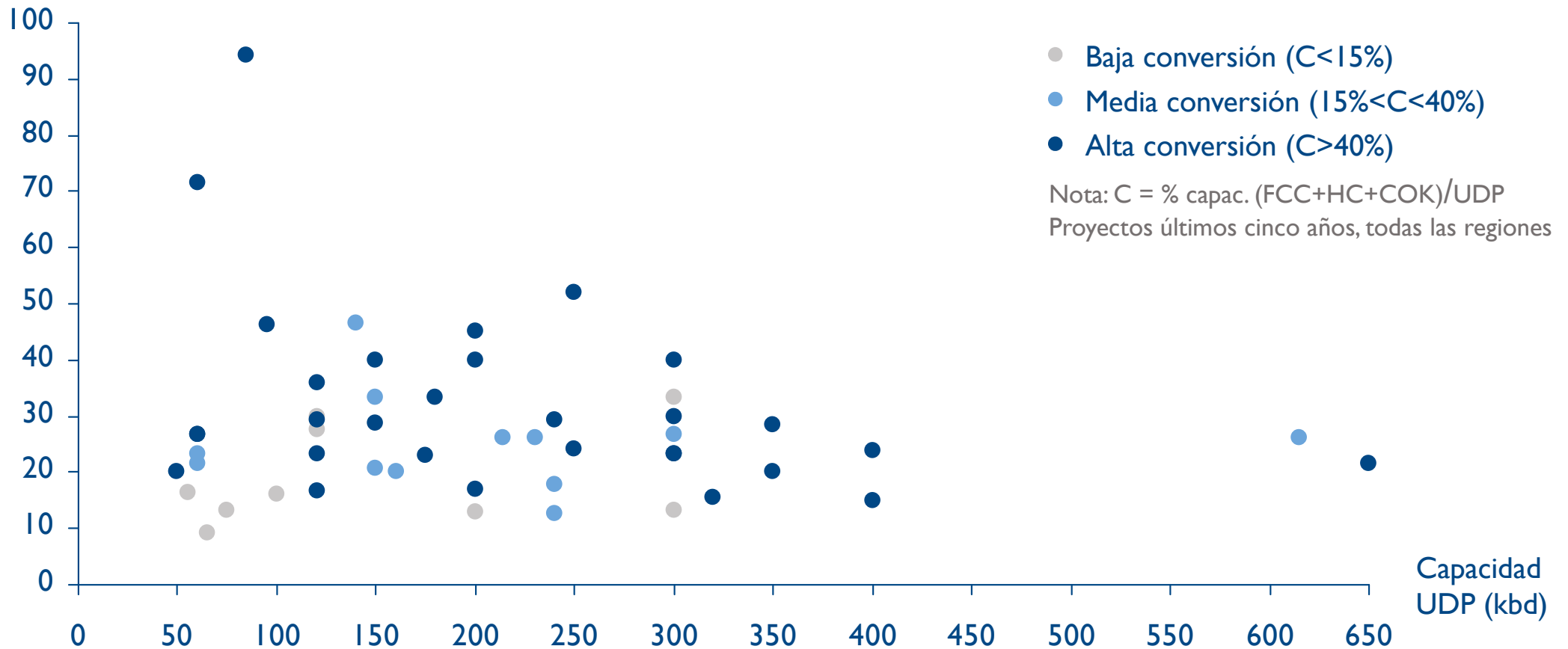


...costos del propietario incluyendo impacto por demora en el arranque y los intereses capitalizados

# Existe alta dispersión en los montos de inversión de nueva capacidad de refinación, incluso entre aquellas de similar complejidad

## Referencias internacionales de montos de inversión en refinación

kUSD/bd UDP



Fuente: análisis Arthur D. Little

Nota: \*Las inversiones consideradas no incluyen financiamiento pre-operativo.

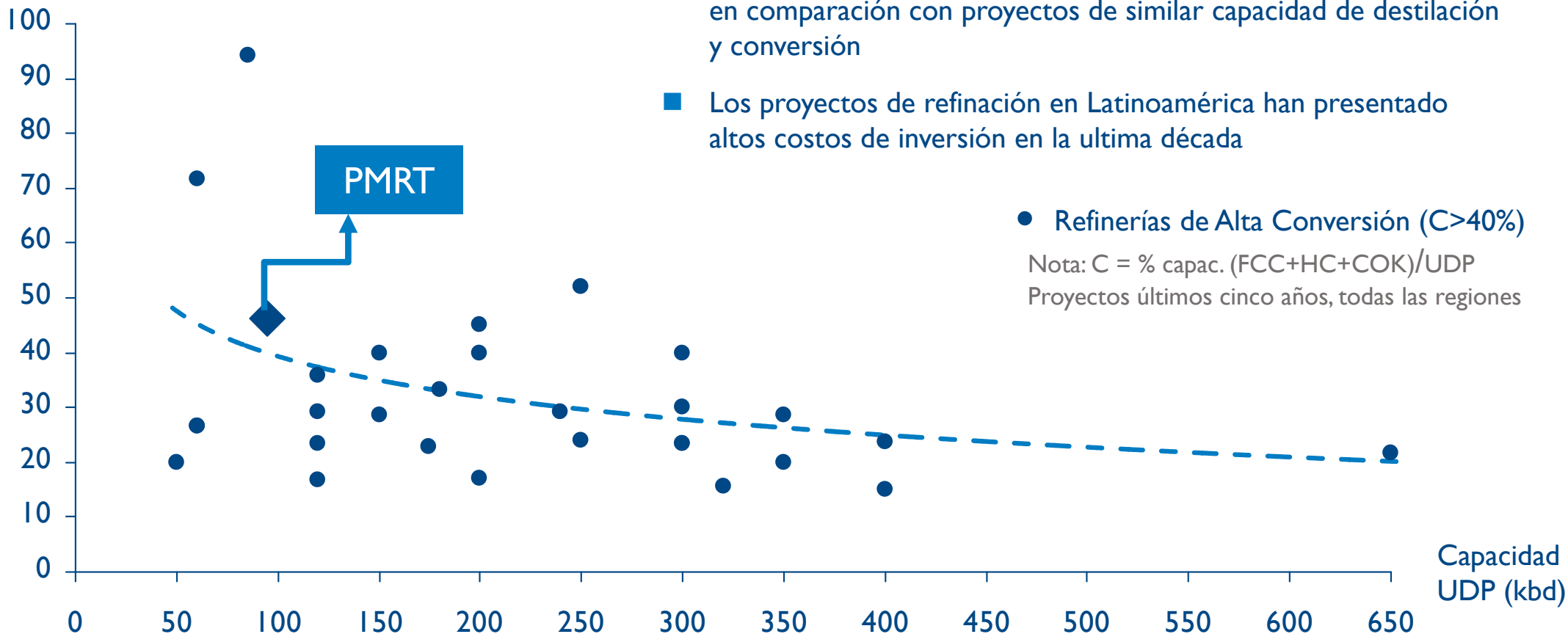
FCC: craqueo catalítico en lecho fluido; HC: hidro craqueo; COK: coquización; UDP: unidad destilación primaria



# El monto global de inversión del PMRT se presenta razonable, considerando sus particularidades, en relación a proyectos similares

## Razonabilidad de Mercado del Monto estimado actual de Inversión PMRT

kUSD/bd UDP



Fuente: análisis Arthur D. Little

Nota: \*Las inversiones consideradas no incluyen financiamiento pre-operativo.

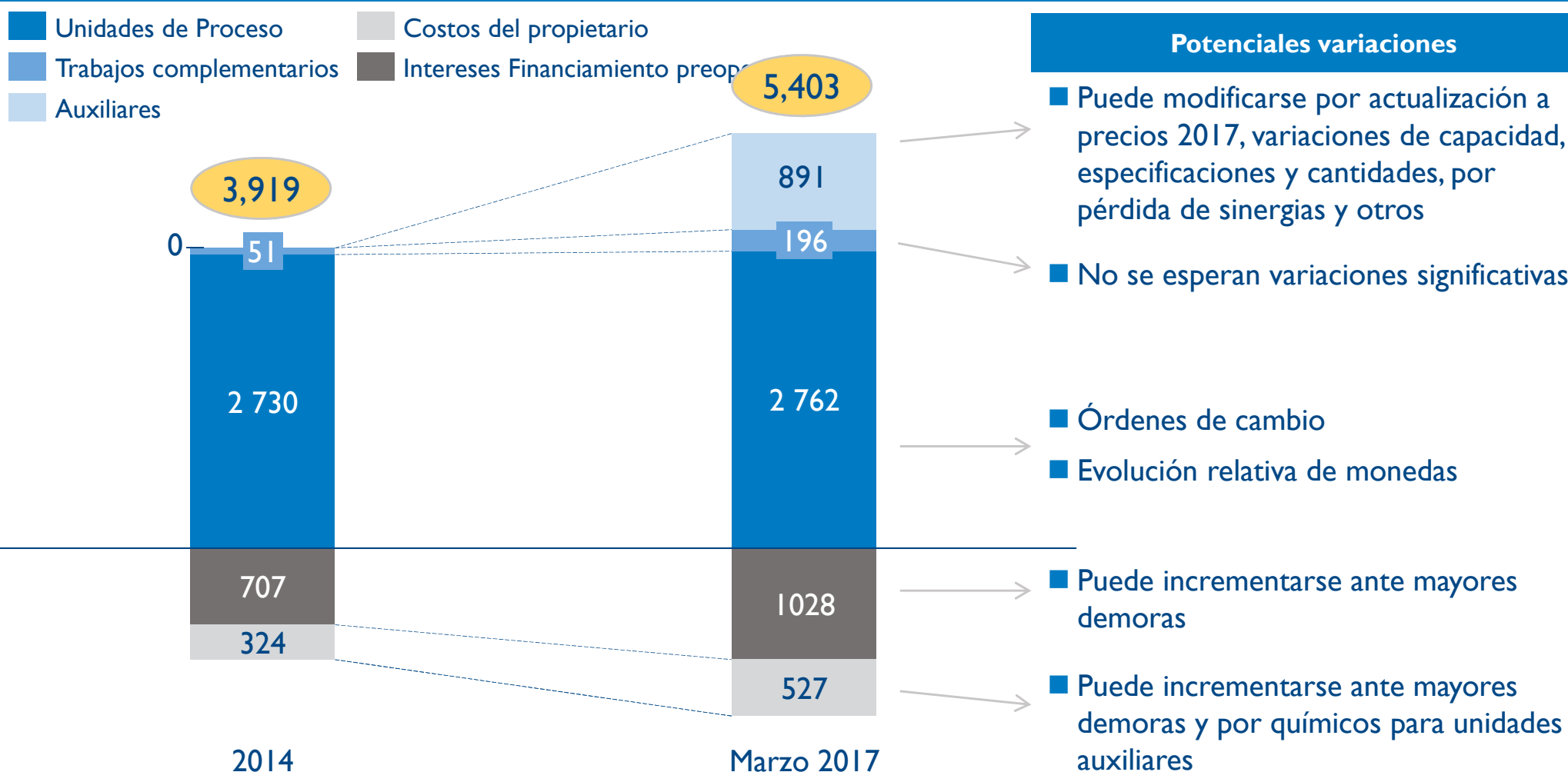
FCC: craqueo catalítico en lecho fluido; HC: hidro craqueo; COK: coquización; UDP: unidad destilación primaria



# Los principales aumentos de inversión se deben a la inclusión de unidades auxiliares, financiamiento y costos indirectos

## Evolución de Monto de Inversión PMRT

MMUSD



## Revisión de alcance y razonabilidad del monto de inversión del PMRT Aspectos Clave (1/2)

- La inversión FEED estimada 2012 es consistente con la de 2008 por escalamiento, alcance, los cambios y adiciones que hemos validado en 2012. Las variaciones del EPC entre el estimado 2012 revisado por ADL y el contrato convertido de 2014 son razonables en términos de alcance y monto
- Dado el cambio de estrategia de tercerización a ser asumido por Petroperú, se justifica inclusión de la inversión en plantas auxiliares en el alcance global de la inversión PMRT. La estimación es razonable a precios de 2012 y la actual de Petroperú de 891 MMUSD es razonable, pero podría variar según diversos factores de ajuste
- El alcance y el monto de inversión correspondiente a Trabajos Complementarios es producto de exclusiones del alcance de TR en conversión EPC de junio 2014 y nuevos requerimientos normales de la etapa de construcción
- Los Costos del Propietario, y en particular los de gestión y supervisión, representan un porcentaje relativamente alto sobre la inversión frente a los rangos usuales del sector, influenciado por condiciones particulares del proyecto

## Revisión de alcance y razonabilidad del monto de inversión del PMRT

### Aspectos Clave (2/2)

- Alto costo de financiamiento esperado en relación a proyectos similares en países desarrollados, aunque consistente con la estrategia de financiamiento, la dificultad de acceso a crédito, la demora del proyecto y el encarecimiento del crédito a nivel internacional

El monto global de inversión del PMRT se encuentra dentro del rango razonable para un proyecto de similar capacidad de destilación y conversión. De todas formas, los costos del propietario, en particular los de gestión y supervisión, se muestran relativamente altos en relación a la inversión física del proyecto. Además, existe un alto impacto de las demoras en el monto de la inversión

## Desafíos de la Configuración del PMRT frente a tendencias de especificación de combustibles

- El diseño conceptual de 2008 y el FEED de 2012 consideraban calidades objetivo de combustibles acorde a la realidad de mercado y las tendencias de ese momento
- El avance de la normativa internacional y en particular regional se ha acelerado motivado por las restricciones sobre las emisiones de partículas de los motores a combustión.
- La configuración industrial de refinación de la región (ej. YPF, RELAPASA, Petroecuador y ENAP) tiene como objetivo la producción de destilados medios y livianos de 10 ppm de azufre, frente la calidad que garantiza el diseño actual del PMRT de 50 ppm.
- Además, la International Marine Organization ha fijado para 2020, la aplicación de restricciones estrictas al contenido de azufre del combustible marino, que modificará las condiciones de competencia en dicho mercado para el fuel oil que prevé producir la refinería de Talara.
- Consideramos clave para el proyecto del PMRT la realización de un análisis profundo del potencial impacto de las tendencias citadas y una revisión de la configuración proyectada para asegurar la posición competitiva de la refinería de Talara en el futuro.

## Apéndices

- 1 Revisión de Conversión FEED-EPC Contratada en 2014
- 2 Unidades Auxiliares
- 3 Inversión en Trabajos Complementarios
- 4 Costos del Propietario
- 5 Intereses por Financiamiento Fase Pre Operativo
- 6 Monto de Inversión
- 7 Tendencias Calidad de Combustibles



## Se evidencian ahorros en suministro de plantas y servicios (ingeniería), mientras que existen incremento importante en construcción

**OBE  
FEED  
2012 vs  
OBE  
FEED  
2014 –  
CAPEX  
(MM USD)**

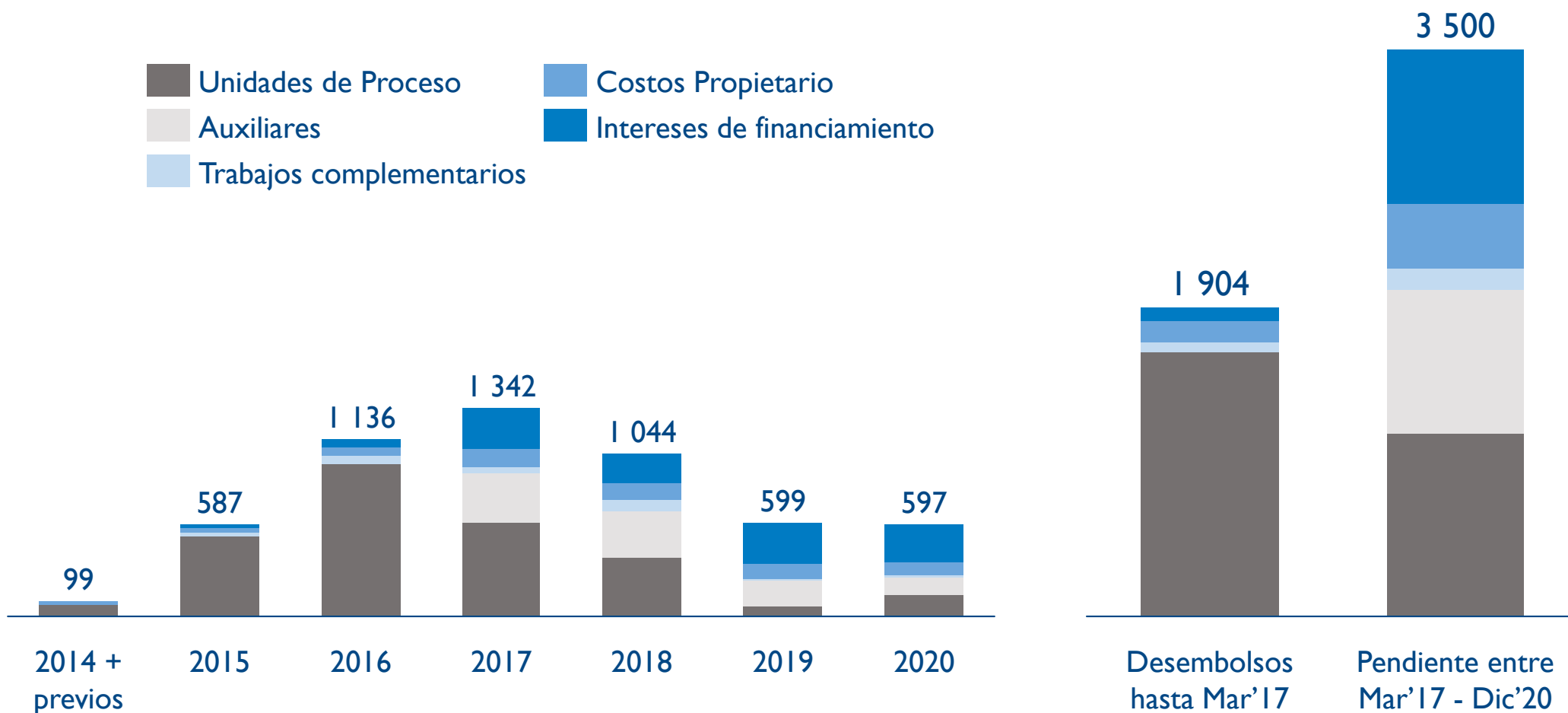
Descripción	Suministro Planta	Construcción	Servicios y Misceláneo	Costo Técnico
Unidad de Destilación Primaria (DPI)	-3%	10%	-29%	-2%
Destilación al Vacío III (DV3)	0%	41%	-25%	13%
Coquificación de Residuo de Vacío (FCK)	-6%	7%	-31%	-5%
Unidad de Craqueo Catalítico (FCC1) y RGI	3%	6%	-31%	-2%
Unidad de Recuperación de Gases (RG2)	-12%	8%	-29%	-9%
Hidrotratamiento de Nafta FCC (HTF)	-9%	32%	-26%	3%
Hidrotratamiento de Naftas (HTN)	-10%	38%	-25%	8%
Reformación Catalítica y Splitter (RCA)	-3%	14%	-30%	-3%
Hidrotratamiento de Diesel (HTD)	-6%	41%	-28%	8%
Tratamiento de GLP (TGL)	-1%	61%	-21%	22%
Unidad de Tratamiento Cáustico Kero (TKT)	Excluida en OBE 2014, considerada en OBE 2012			
Planta de Sosa Gastada (OX/SCG)	Excluida en OBE 2014, considerada en OBE 2012			
Planta de Cogeneración (GE)	No considerada en OBE 2012 ni OBE 2014			
Tratamiento de aguas (WWS, SA2, SLP, BAW, NOW)	Excluida en OBE 2014, considerada en OBE 2012			
Captación y descarga Agua de Mar (SWI, SWO)	Excluida en OBE 2014, considerada en OBE 2012			
Sistema de Agua de Enfriamiento (SWC, CWC)	Excluida en OBE 2014, considerada en OBE 2012			
Ósmosis Inversa + Demin (OR2+DM2)	No considerada en OBE 2012 ni OBE 2014			
Unidad / Sistema de Aminas (AM2)	-8%	54%	-22%	19%
Despojador de Aguas Amargas (WS2)	-1%	-7%	-32%	-10%
Planta de Ácido Sulfúrico (WSA)	Excluida en OBE 2014, considerada en OBE 2012			
Planta de Hidrógeno (PHP/PSA)	No considerada en OBE 2012 ni OBE 2014			
Planta de Nitrógeno (NIS)	No considerada en OBE 2012 ni OBE 2014			
Interconexiones	-3%	9%	-30%	11%
Almacenamiento de Crudo y Productos	-17%	3%	-32%	-7%
Sistema de Antorcha y Recup. Gas Antorcha	Incluida en OBE 2014, no considerada en OBE 2012			
Instalaciones marítimas	0%	-5%	-37%	-9%
General: Utilities y Offsites TR	-24%	-22%	23%	-10%



# En los próximos años se esperan menores inversiones en Unidades de Proceso, pero mayores desembolsos en las demás categorías

## Inversiones históricas y proyectadas PMRT

MM USD por año



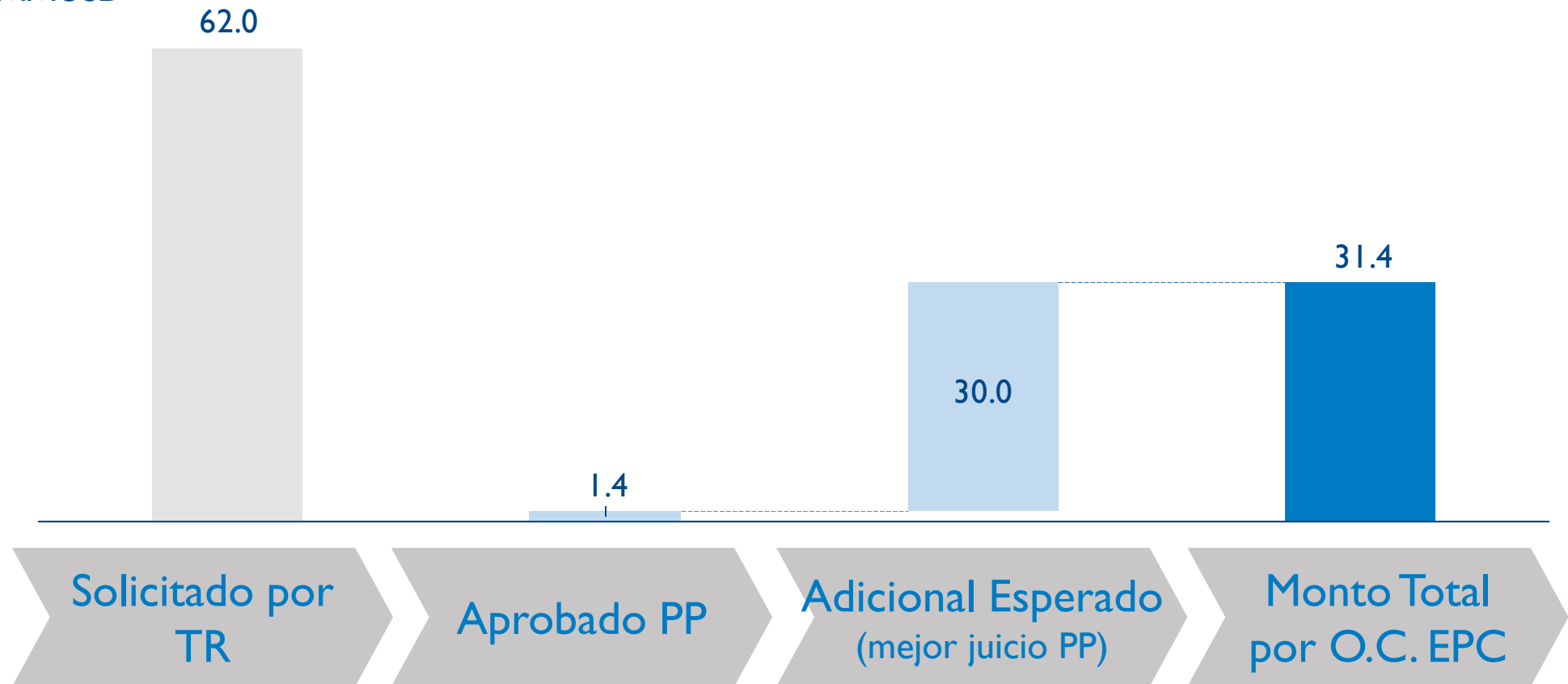
Fuente: análisis Arthur D. Little en base a información Petroperú Gestión PMRT



## Existen órdenes de cambio del Contratista EPC por un monto cercano a 62 MMUSD, de los cuales espera PP acordar por 31.4 MMUSD

### Análisis de Órdenes de Cambio de Contrato EPC

En MMUSD



Sólo 1.4 MMUSD del total del monto de órdenes de cambio solicitadas por TR han sido aprobadas por Petroperú al momento

### Análisis de Órdenes de Cambio de Contrato EPC

Concepto	Monto Solicitado	Justificación	Juicio ADL
OC 1, 2 y 3 ya aprobadas	USD 1.44 MM	Maximización de contenido local, cambios en unidad de FCK	Usual en este tipo de contratos Impacto del -2% valor del Contrato
Reclamos por demoras, aceleraciones, disrupciones e interferencias	USD 45.95 MM	Liberación de áreas para demolición, problemas para habilitación portuaria, otras restricciones	
Modificaciones de Ingeniería	USD 0.95 MM	Plataformas y válvulas de FCK, otros	
Compras y trabajos adicionales	USD 8.92 MM	Rechazo de tubería del SCI, Coord. con contratistas, otros trabajos	
Impuestos y retenciones	USD 9.01 MM	Retención de 15% en servicios por SUNAT, impuestos a reembolsos	
Solicitudes de reducciones por PP	- USD 3.51 MM	Deducción del alcance del contratista de obras civiles en accesos y montajes	

Pendientes por resolver

Monto actual\* por reclamos/propuestas de cambio por resolver: **USD 62 MM**

Fuente: análisis Arthur D. Little

\*Nota: A la fecha, hay solicitudes de cambios por resolver cuyo monto aún no ha sido definido

# El atraso estimado en plazo PMRT genera un impacto de stand by de personal y equipos de TR, que resultaría en un costo adicional para PP

## Potencial Costo adicional EPC por Demora del Plazo de Ejecución

- Se estima un atraso de 19 meses en la culminación del proyecto hasta diciembre 2020. La demora tiene como causa factores atribuibles a ambos TR y PP
- Esta demora ocasionaría en Contratista Técnicas Reunidas un impacto de stand by de personal y equipos y otros de 7 meses equivalente a 0.31 MMUSD/día
- CPT estima que sólo 142 días de atraso son imputables a Petroperú, resultando en un impacto económico por demoras para PP de USD 44.4 MM

Total Costo Técnico Base extra para TR	USD 41,37 MM
Contingencias (5%)	USD 2,07 MM
Margen (8%)	USD 3,47 MM
SubTotal	USD 46,91 MM
Factor de corrección por otros gastos adicionales (+40%)	USD 19,66 MM
<b>Costo extra total TR (con factor de corrección)</b>	<b>USD 65.68 MM</b>
Costo extra por día TR debido a demoras (7 meses)	USD 312,700 / día
Días de atraso atribuibles a Petroperú (4.75 meses)	142 días
<b>Impacto económico para PP por demoras</b>	<b>USD 44.4 MM</b>

### Comentarios ADL

- Existiría un costo adicional para el Contratista TR en su Contrato EPC por la extensión del plazo original de ejecución del PMRT
- Una parte de dicho costo podría atribuirse a Petroperú por no haber adjudicado la contratación de unidades auxiliares
- El monto final del impacto económico atribuible a Petroperú podrá incrementarse en caso de demoras adicionales a la actualmente estimada

## Apéndices

- 1 Revisión de Conversión FEED-EPC Contratada en 2014
- 2 Inversión en Unidades Auxiliares
- 3 Inversión en Trabajos Complementarios
- 4 Costos del Propietario
- 5 Intereses por Financiamiento Fase Pre Operativo
- 6 Monto de Inversión
- 7 Tendencias Calidad de Combustibles

Si bien en un inicio se preveía que las unidades auxiliares serían tercerizadas en esquema BOOT, Petroperú asumirá la inversión

### Tercerizadas en esquema BOOT

Petroperú adjudica los servicios auxiliares a compañías mediante licitación

La inversión es asumida por terceros

Las compañías operan las plantas, suministran los servicios auxiliares y reciben como contraprestación una tarifa

Implícitamente dicha tarifa reembolsa costos del servicio, inversión y rentabilidad

Luego del periodo de servicio de los contratos las plantas se transfieren a PP

### Inversión por Petroperú

Petroperú asume la inversión de las unidades auxiliares

Petroperú opera las plantas que brindan servicios auxiliares al resto de las unidades de la refinería

## En 2012, las estimaciones preliminares de inversión en unidades auxiliares totalizaban 815 MMUSD

### Análisis Estimaciones Preliminares de Inversión en Plantas Auxiliares – Año 2012

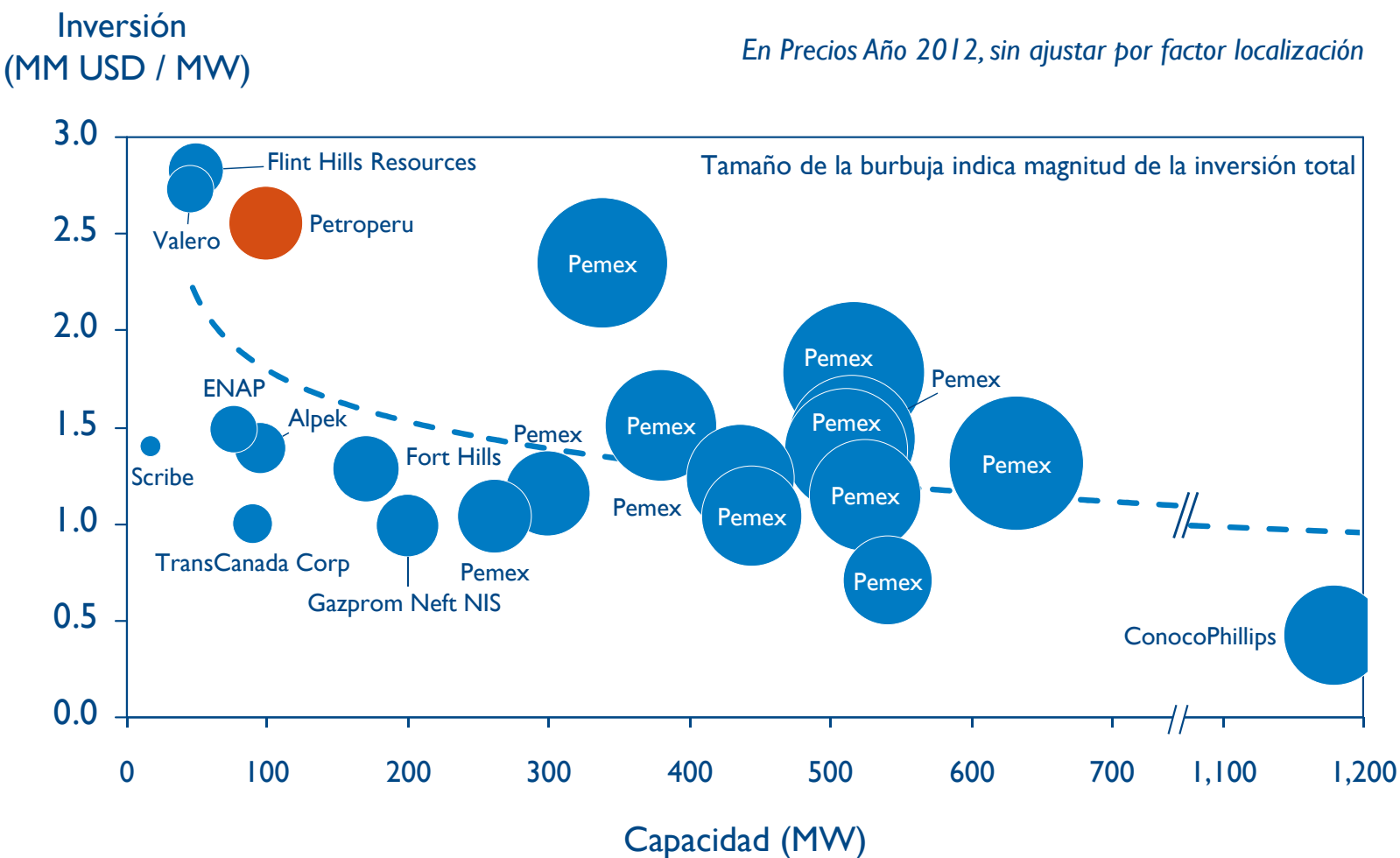
Unidades Auxiliares	Capacidad	Primera Estimación 2012 (USD MM)	Segunda Estimación 2012 (USD MM)
Planta de Hidrógeno – PHP	30 MMSCFD	131	136
Purificación de Hidrógeno – PSA	39,6 MMSCFD		
Desalinización de agua de mar – OR2	2419,4 m3/h	85	98
Desmineralización agua para calderos – DM2	442 m3/h		
Inertización con Nitrógeno – NIS	3500 Sm3/h	14	13
Planta de Ácido Sulfúrico – WSA	560 TM/d	88	87
Almacenamiento de Ácido Sulf. Conc. – ASC	22.346 m3	-	12
Captación de agua de mar – SWI	45.000 m3/h	52	69
Descarga efluente térmico-salino e ind. – SWO	41.500 + 420 m3/h		
Sistema de bombeo de agua de mar – SWC	42.234 m3/h	45	50
Sistema cerrado de enfriamiento – CWC	18.366 m3/h		
Tratamiento de efluentes – WWS	400 m3/h	65	65
Tratamiento de aguas sanitarias – SA2	20 m3/h		
Cogeneración de energía y eléctrica y vapor – GE	100 MW	265	255
Interconexión eléctrica con la red – IER	-		
Distribución general de vapor – SGV	-	-	12
Recuperación de condensado – RCO	-	-	18
<b>TOTAL</b>		<b>745 MMUSD</b>	<b>815 MMUSD</b>





La estimación de precio de planta de cogeneración se encuentra en rango alto de referencias pero justificada por las características particulares del flexigas combustible y complejidad

### Referencias Internacionales Inversión en Plantas Cogeneración



#### Comentarios ADL

- La estimación de precio de planta Cogeneración se encuentra en rango alto de referencias internacionales
- El flexigas del Flexicoker posee muy baja presión y poder calorífico, lo que obliga a dimensiones mayores a las usuales en diseño de la planta de cogeneración y complejas calderas adicionales
- Los requerimientos de cortes de extracción de vapor, operación multi-combustible y parámetros ambientales también influyen en monto de inversión en PMRT
- Consideramos razonable la estimación a precios de año 2012

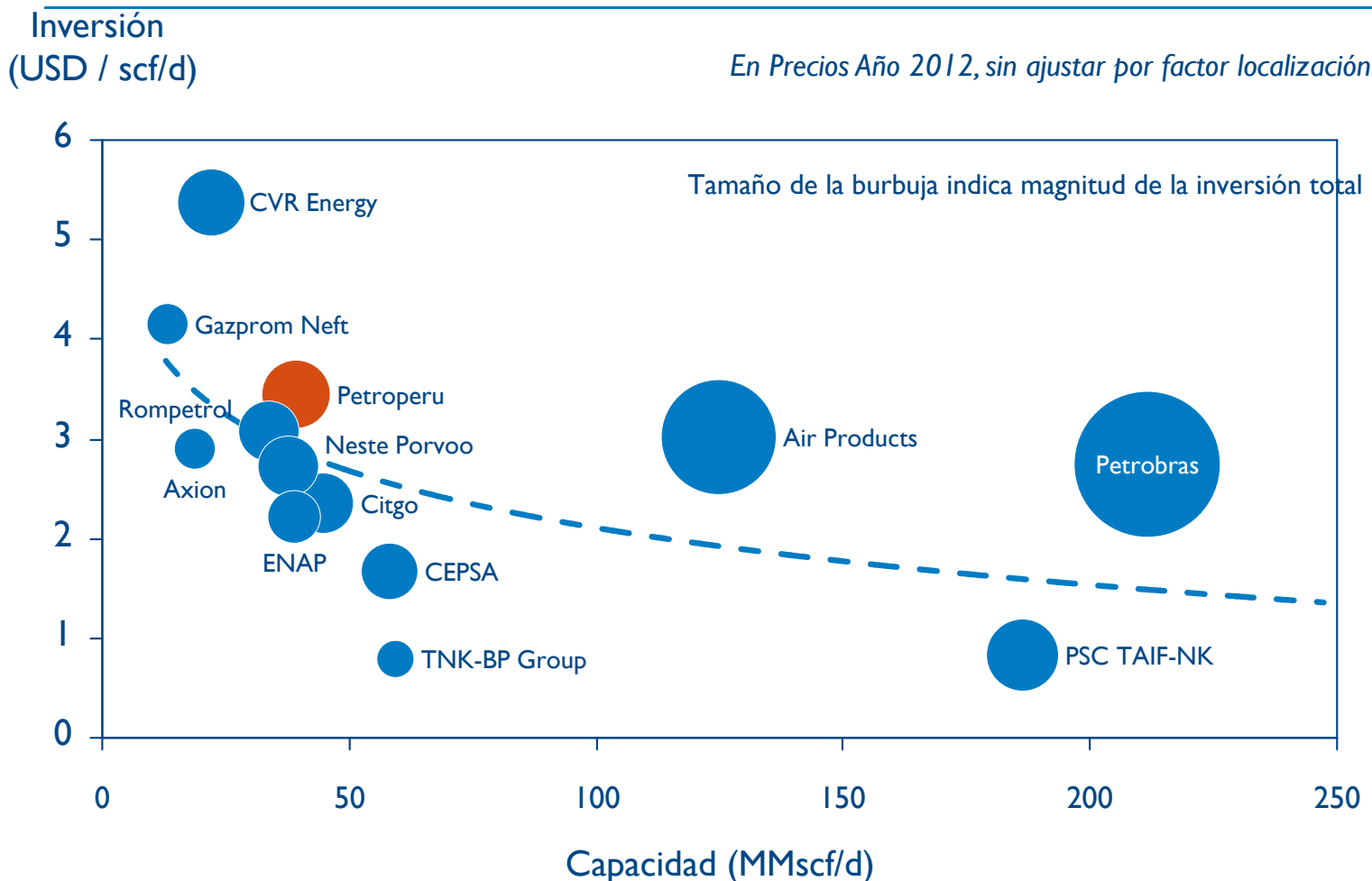
Fuente: análisis Arthur D Little

Nota: Inversión Petroperú de 255 MMUSD para capacidad de 100 MW



# La estimación de precio de planta de hidrógeno de año 2012 se encuentra en el rango intermedio de referencias internacionales

## Referencias Internacionales Inversión en Plantas Hidrógeno



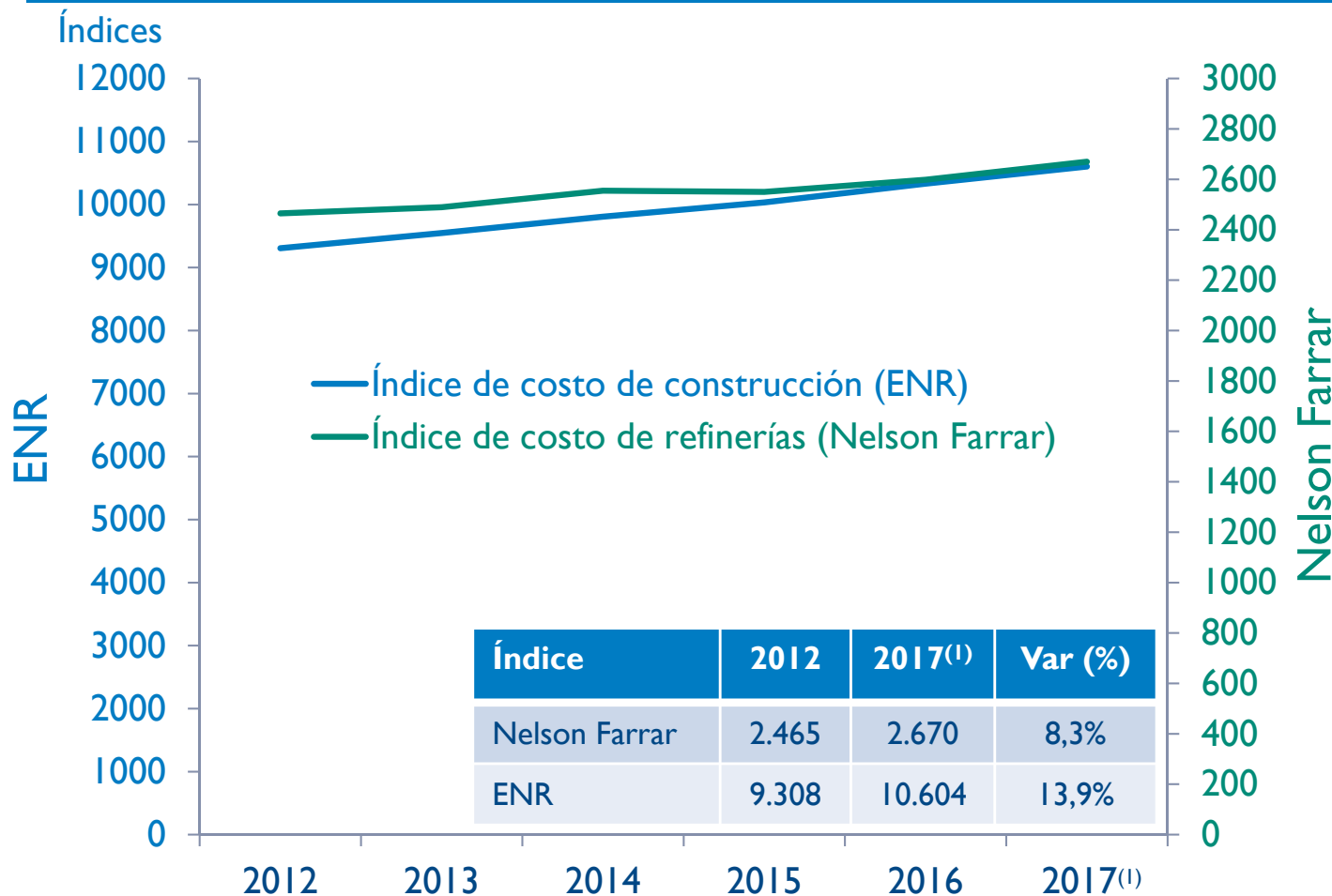
### Comentarios ADL

- La estimación de precio de planta de Hidrógeno se encuentra en rango intermedio de referencias internacionales
- El factor localización remota de Talara podría estar distorsionando la comparación, implicando mayores costes unitarios a los usuales para otras geografías



# Podrían esperarse incrementos en los montos de inversión foránea dado el aumento de los costos internacionales de construcción y refinerías

## Evolución de Costos Internacionales



### Comentarios ADL

- Las referencias internacionales de costos de refinerías y otros grandes proyectos industriales muestran una evolución de precios
- Una de las más utilizadas es el Índice Nelson-Farrar que ha experimentado un aumento cercano al 7% en el período 2012-2017
- Se espera que esta evolución de los costos internacionales impacte en la actualización del monto de inversión de unidades auxiliares a precios 2017

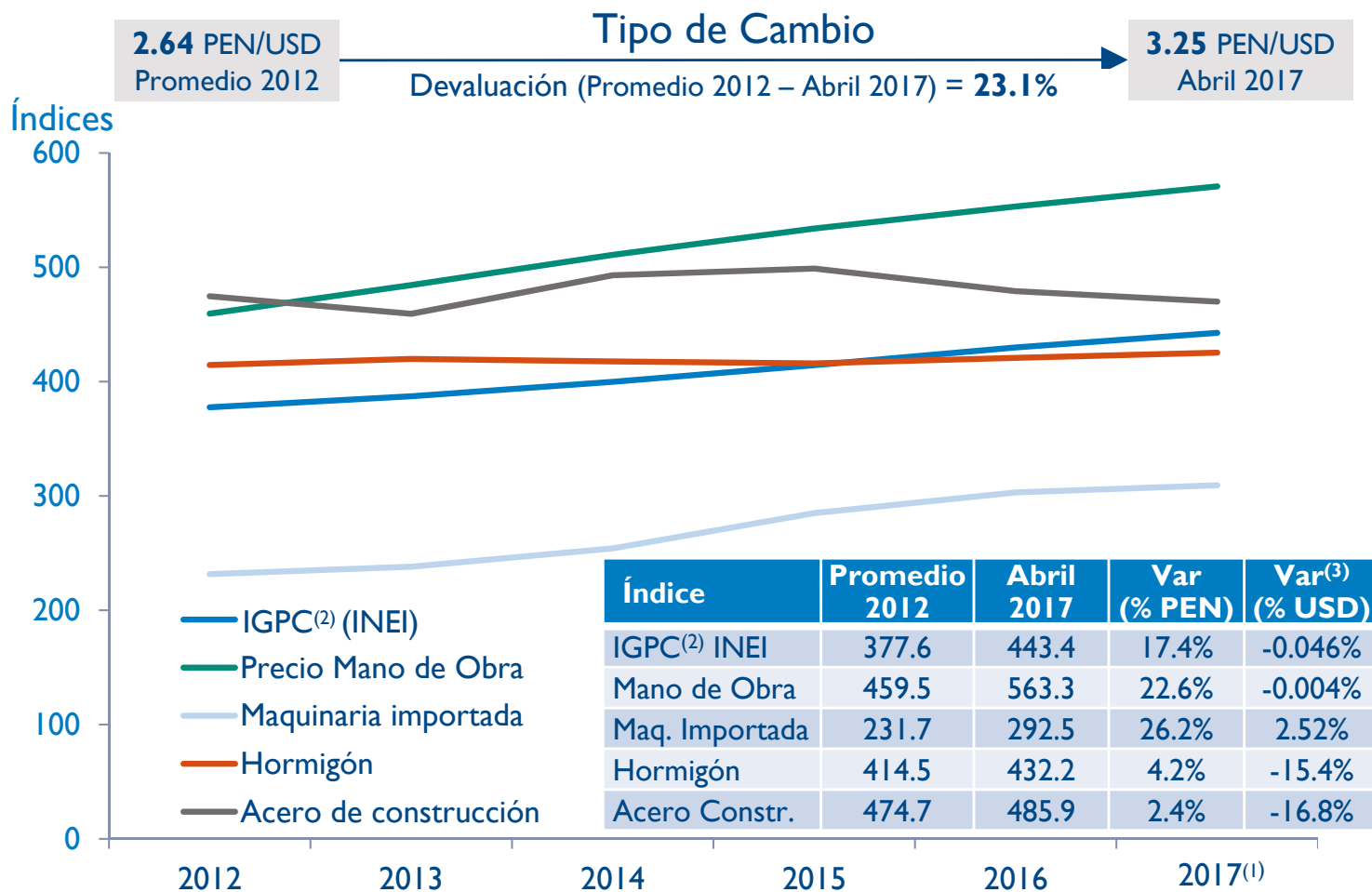
Fuente: O&G Journal; ENR; análisis Arthur D. Little  
 Notas: (1) Valores estimados para el año 2017



# El aumento de costos locales asociados a la construcción es compensado por la devaluación de la moneda en período 2012-2017

## Evolución de Costos Locales asociados a Construcción

Índices IUPC - Base Jul'92 = 100, Área geográfica I (Tumbes, Piura, Lambayeque, La Libertad, etc.)



### Comentarios ADL

- Los costos locales asociados principalmente al componente de construcción de la estimación del monto de inversión a precios 2012, han experimentado un incremento de precios en moneda local
- La devaluación del sol peruano compensa el impacto generando anulando el efecto en USD

Fuente: INEI; análisis Arthur D. Little

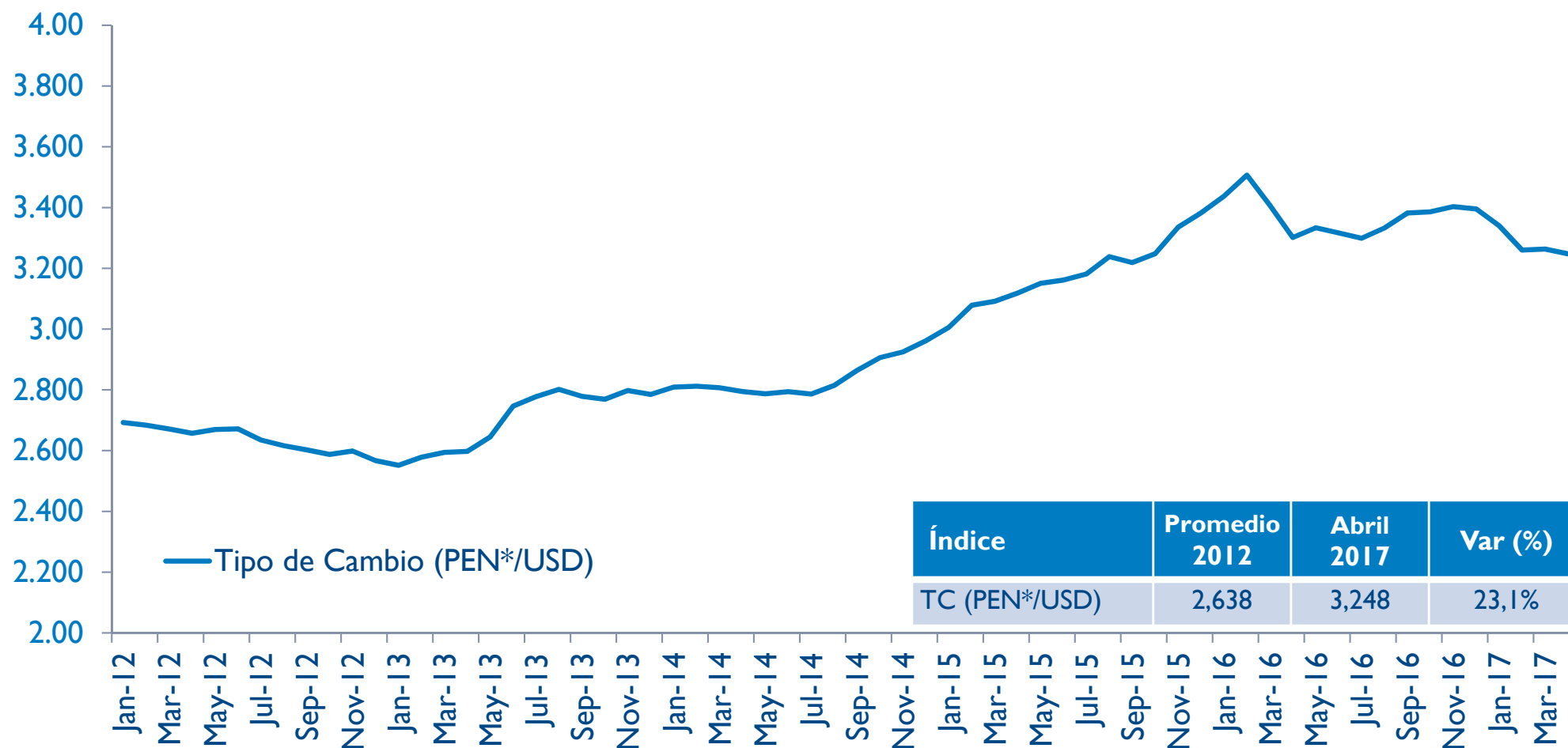
(1) Valores estimados para el año 2017 (2) IGPC: Índice General de Precios al Consumidor

(3) Variación de precios por rubro en dólares, desafectando la variación del índice en Soles por la variación del Tipo de Cambio



# El nuevo sol peruano se ha devaluado respecto al dólar americano un 23% entre 2012 y 2017

## Evolución del Tipo de Cambio en Perú



Fuente: INEI; análisis Arthur D. Little  
 \*PEN: Sol Peruano

## Apéndices

- 1 Revisión de Conversión FEED-EPC Contratada en 2014
- 2 Inversión en Unidades Auxiliares
- 3 Inversión en Trabajos Complementarios
- 4 Costos del Propietario
- 5 Intereses por Financiamiento Fase Pre Operativo
- 6 Monto de Inversión
- 7 Tendencias Calidad de Combustibles

## Los conceptos excluidos del alcance del Contrato EPC con TR son asumidos como inversión de Petroperú

### Inversiones excluidas del Contrato de EPC

Concepto	Inversión * (MM USD)	Justificación	Opinión ADL
Construcción de Planta Tratamiento Turbocombustibles (TKT)	16.0	<p>Exclusiones del alcance del Contrato EPC con TR (según Anexo 27 del mismo)</p> <p>Inversiones necesarias para implementación de fase EPC y operación de la Refinería Modernizada.</p> <p>La inclusión de planta TKT dentro de la inversión PMRT fue recomendada por CGR en Oficio N° 01627-2016-CG-DC</p> <p>Concepto de “Control de Acceso” presentan variaciones por demora en plazo arranque.</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Consideramos razonable la inclusión de estos conceptos en el monto total de inversión del PMRT, luego de la decisión de ser excluidos del alcance del Contrato EPC y por ende asumidos como inversión por PP</li> <li>• Inversión en TKT y OX razonables con estimación evaluada por ADL en OBE 2012 y afectado por interconexiones y escalamiento de precios</li> <li>• Inversiones en construcción de tanques razonables con costos unitarios por barril usuales en la industria</li> <li>• Otras inversiones en edificaciones e instalaciones consistentes con montos de inversiones en edificios y generales evaluados en 2012 y excluidos en conversión 2014</li> </ul>
Mejora tratamiento soda gastada (OX)	18.7		
Construcción TKS-T016	4.6		
Construcción TKS-T01 I (reemplazo de T-0259)	10.5		
Nuevas edificaciones área técnica	29.3		
Equipos de Laboratorio	7.0		
Control de Accesos	3.8		

## Completada la Ingeniería de Detalle en Contrato EPC, se identificaron requerimientos de nuevas inversiones, lo cual es común y razonable

### Cambios por Ingeniería de Detalle de Unidades de Proceso

Concepto	Inversión * (MM USD)	Justificación	Opinión ADL
System One	1.6	Identificados como necesarios para la operación de la Refinería Modernizada, como consecuencia del desarrollo de la Ingeniería de Detalle	Consideramos que es normal que luego de la Ingeniería de Detalle se identifiquen nuevos requerimientos de inversión específicos.  Los montos de inversión estimados son razonables según experiencias en proyectos de refinación similares (rangos usuales de hasta 1.5% de la inversión en unidades de proceso)
Equipo y sistema de ataque contraincendio	2.5		
Interconexión del sist. de comunicaciones	3.0		
Interconex. y modern. del Sist. Eléctrico	4.0		
Instrumentación de tanques	2.6		
Interconexiones de SO4 y SO7	0.1		
Dragado del Muelle MU2	1.1		
Ignifugado de Rack de Tubería existente	0.6		
Sistema de asfaltos	2.5		
Estación contraincendio	5.0		



## Validamos también la razonabilidad de las estimaciones de inversión en concepto de saneamiento de sistemas operativo

### Otras inversiones complementarias requeridas

Concepto	Inversión * (MM USD)	Justificación	Opinión ADL
Saneamiento de sistemas operativos	32.1	<p>Trabajos necesarios para la reubicación y/o eliminación de interferencias operativas de las disciplinas civil, tuberías, instrumentación y electricidad de la Refinería Talara en la etapa de construcción del PMRT.</p> <p>El monto de inversión fue revisado a la baja respecto del monto presupuestado.</p>	<p>Su inclusión es razonable según experiencias en proyectos de refinación similares</p> <p>Monto de inversión aceptable según inversiones comparables de reubicación de líneas y proyectos de abandono.</p>

## Apéndices

- 1 Revisión de Conversión FEED-EPC Contratada en 2014
- 2 Inversión en Unidades Auxiliares
- 3 Inversión en Trabajos Complementarios
- 4 Costos del Propietario
- 5 Intereses por Financiamiento Fase Pre Operativo
- 6 Monto de Inversión
- 7 Tendencias Calidad de Combustibles

# Los servicios PMC contratados son altos como proporción del monto de inversión, pero sustentados por condiciones del proyecto y de Petroperú

## Análisis de Inversión en PMC

- Contrato de “servicios de consultoría de gestión de proyectos, consultoría de supervisión de PMRT” firmado en junio 2010 con Consorcio PMC Talara, integrado por Inelectra Argentina S.A., Idom Ingeniería y Consultoría S.A. y Nippon Koei Co. Ltd.
- Costo hundido hasta mayo 2014: 16.2 MMUSD (Oficio N° 01627-2016-CG-DC)
- Monto de servicio realizado entre mayo 2014 y febrero 2015: 10.5 MMUSD
- Propuesta de Conversión PC-13: 27.9 MMUSD (periodo Mar 2015 a Feb 2016)
- Propuesta de Conversión PC-14: 38.2 MMUSD (periodo Mar 2016 a Feb 2017)
- Propuesta de Conversión PC-15: 111.4 MMUSD (periodo Mar 2017 a Sept 2019), aprobada por Directorio según AD N° 003-2017-PP. Además presenta referencia alternativa estimada para cubrir período hasta Dic 2020: 177.5 MMUSD
- Previo a la aprobación de la PC-15 de CPT, Petroperú solicitó y analizó ofertas de otras compañías para los servicios de PMC. Sólo recibió una oferta válida de AMEC Foster Wheeler. Mediante Informe Técnico N° SPMRT-0382-2016 y además por recomendación del PMO se concluyó que la oferta de CPT era más beneficiosa para Petroperú
- Nuevo monto estimado de Contrato PMC hasta diciembre 2020 : 246.8 MMUSD (según I.T. N° SPMRT-0054-2017)
- El monto original representa un 4.6% de la inversión estimada, mientras que incluyendo la extensión de plazo alcanza un 6.4% (\*)

### Opinión ADL

- Los contratos de servicios PMC son muy utilizados en grandes proyectos de refinación
- Si bien el monto del contrato de PMC del PMRT es elevado como porcentaje de la inversión según referencia internacionales, está sustentado en condiciones particulares del proyecto y de Petroperú
- La extensión del plazo de ejecución del PMRT ha incrementado el monto de inversión en servicios PMC



Una muestra de referencias internacionales analizada indica que el valor del contrato de PMC representa entre 1.5 a 5.0% del monto de inversión

### Referencias Internacionales Contratos PMC

Contratante	Contratista	Año	Proyecto	Capacidad asociada al proyecto	Valor del Contrato (MM USD)	Valor d el Proyecto (MM USD)	Valor del Contrato respecto al Proyecto
Kuwait Petroleum Copr.	Amec Foster Wheeler PLC	2016	Refinería Al-Zour	615 kbd	528	16,000	3.3%
Bangladesh Petroleum Corp.	Engineers India Ltd	2016	Refinería Chittagong	60 kbd	16.6	1,700	1.0%
Dangote Group	Engineers India Ltd	2014	Refinería Nigeria	400 kbd	139	9,000	1.5%
Petronas	Technip	2014	Complejo RAPID	300 kbd + 7.7 MM tpy	563	20,000	2.8%
Oil Projects Company -SCOP	Technip	2013	Refinería Karbala	140 kbd	112	6,000	1.9%
Petroecuador + PDVSA Ecuador	Worley Parsons	2011	Refinería del Pacífico	300 kbd	200	12,000	1.7%
	Fluor Corp.	Referencia típica de 5% del monto de inversión del proyecto (ante consulta Petroperú)					
	Cía. Triple EEE	Referencia típica de 5% del monto de inversión del proyecto (ante consulta Petroperú)					

- Por otra parte, Construction Management Association of America condujo estudios que demuestran que el PMC promedio es de 6 % de la inversión con un alto desvío estándar de 4% (análisis multi-industria, datos año 2007)



# La intención de fortalecer el equipo de gestión del proyecto originó la contratación de servicios de PMO, generando un costo adicional

## Análisis de Inversión en PMO

- Petroperú no cuenta con experiencia en grandes proyectos de nueva capacidad de refinación en los últimos 50 años
- La contratación de servicios de PMO para proyecto PMRT fue recomendada por consultora Wood Mackenzie y validada por el Ministerio de Minas y Energía
- Contrato de “servicios de oficina de gestión de proyectos” firmado en Noviembre de 2016 con Consorcio DeloitteTalara, mediante Contratación Directa N° DIR -0180-2016-OF/PP
- Monto original del Contrato: 39.4 MMUSD con Plazo original 22/Nov/2016 a 05/Dic/2019 (36 meses). Incluye Contraprestación base y gastos reembolsables
- El personal del Contratista está compuesto por 15 personas en especialidades de ingeniería, legal, planeamiento y control, procura y contratos, riesgos y calidad
- Nuevo monto estimado de Contrato PMO hasta diciembre 2020: 47.5 MMUSD (según I.T. N° SPMRT-0054-2017)
- El monto original representa un 1.0% de la inversión estimada antes de financiamiento, mientras que incluyendo la extensión de plazo alcanza un 1.2% (\*)

### Opinión ADL

- Se sustenta la contratación de servicios PMO por la limitada experiencia de PP en este tipo de grandes proyectos
- La curva de aprendizaje para Petroperú genera una inversión extra que no es necesaria en todos los proyectos de refinación

En USD	Monto PMO	Plazo	Unitario
Contrato Original	39.4 MM	36 meses	1.09 MM/mes
Contrato extendido	47.5 MM	48 meses	0.99 MM/mes
Variación porcentual	+21%	+33%	-10%

Fuente: Contrato PMO; I.T. N° SPMRT-0054-2017; análisis Arthur D. Little

(\*) Calculado sobre inversión de 3,880 MMUSD según cifras de Informe Técnico I.T. N° SPMRT-0054-2017 sin considerar Intereses por Financiamiento Pre-operativos ni costos del propietario

## Validamos también la razonabilidad de las estimaciones de inversión en otros conceptos del Costo del Propietario (1/2)

Concepto	Inversión * (MM USD)	Justificación	Opinión ADL
Servicios Básicos	4.8	<ul style="list-style-type: none"> <li>Suministro de servicios básicos de luz y agua a instalaciones TR</li> <li>Monto actualizado por mayor plazo de PMRT</li> <li>Excluido de Contrato EPC, según Anexo 27</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Inversión PP al excluirse de EPC</li> <li>Podría incrementarse si se extiende plazo de ejecución del PMRT</li> </ul>
Químicos, Lubricantes, Bolas Inertes y Catalizadores	23.9	<ul style="list-style-type: none"> <li>Requeridos para puesta en marcha de Refinería Modernizada. Incluye sólo primera carga para unidades de proceso</li> <li>Excluido de Contrato EPC, según Anexo 27</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Inversión PP al excluirse de EPC</li> <li>Usual rango 1 a 2% de inversión total</li> <li>Podría incrementarse si se capitaliza requerimiento para 1° año operación</li> <li>Deberá incrementarse para considerar unidades auxiliares</li> </ul>
Selección Tecnología y Licencias	26.5	<ul style="list-style-type: none"> <li>Exclusiones del alcance del Contrato EPC con TR</li> <li>Inversiones necesarias para implementación de fase EPC y operación de la Refinería Modernizada.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Razonable</li> <li>Excluye desembolsos de Tecnología y Licencias asumidos como costo hundido previo a Fase EPC</li> </ul>
Proyectos Sociales	14.4	<ul style="list-style-type: none"> <li>Desarrollo de proyectos sociales en concordancia con Plan de Relaciones Comunitarias del EIA</li> <li>Compromiso de dar cumplimiento a los Principios del Ecuador</li> <li>Recomendación CGR en Oficio 1627-2016-CG-DC</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Razonable</li> <li>Usual en grandes proyectos</li> <li>Rol de Petroperú como empresa estatal</li> </ul>
Adquisición Inmuebles	13.0	<ul style="list-style-type: none"> <li>Adquisición de inmuebles y demoliciones por motivos de seg. industrial y/o necesidades de expansión para futuras operaciones</li> <li>Recomendación CGR en Oficio 1627-2016-CG-DC</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Razonable</li> <li>Usual en grandes proyectos</li> </ul>

## Validamos también la razonabilidad de las estimaciones de inversión en otros conceptos del Costo del Propietario (2/2)

Concepto	Inversión * (MM USD)	Justificación	Opinión ADL
Asesoría Financiera	11.5	<ul style="list-style-type: none"> <li>Asesorías requeridas para la obtención del financiamiento de largo plazo</li> <li>Monto actualizado por demora en obtención</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Razonable dada estrategia de financiamiento del proyecto.</li> <li>Representa ~0.3% del monto de financiamiento de LP.</li> </ul>
Costes Administrativos Carta Fianzas EPC	25.4	<ul style="list-style-type: none"> <li>Política de requerir cartas fianzas otorgadas por bancos con calificación al menos A- y en lista Banco Central</li> <li>Excedente sobre presupuestado en Contrato EPC considerando bancos calificación B</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Razonable dada política de PP de requerir fianzas de bancos calificación A-</li> </ul>
Servicios FEED	5.0	<ul style="list-style-type: none"> <li>Servicios FEED adicionales asociados a actividades de conversión de complementarios y unidades auxiliares</li> <li>Adicional a Servicios FEED asumidos como costo hundido previo a Fase EPC</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Razonable</li> </ul>
Aranceles por materiales y equipos importados	3.6	<ul style="list-style-type: none"> <li>Aranceles ad valorem e IGV grabados a materiales y equipos importados para PMRT</li> <li>Excluido de Contrato EPC, según Anexo 27</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Inversión PP al excluirse de EPC</li> </ul>
Simulador entrenamiento operarios	6.0	<ul style="list-style-type: none"> <li>Sistema OTS requerido para puesta en marcha de Refinería Modernizada</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Necesario para prevención</li> <li>Razonable</li> </ul>
Vehículos PMRT	0.1	<ul style="list-style-type: none"> <li>Adquisición de vehículos para la supervisión en campo y gestiones administrativas del personal Gestión PMRT</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Razonable</li> </ul>

Fuente: análisis Arthur D. Little en base a información Petroperú Gestión PMRT

\* Inversión estimada en Informe Técnico I.T. N° SPMRT-0054-2017

## La inversión en químicos aumentará por la incorporación de las unidades auxiliares, y podría incluir los primeros 12 meses de operación

### Análisis de inversión en químicos, lubricantes, bolas inertes y catalizadores

Unidad de Proceso	1° carga (a) Miles USD	1 año operación (b) Miles USD	Total unidad (a) + (b) Miles USD
Coquificación Res.Vacío - FCK	6.169,6	13.867,6	20.037,1
Hidrotratamiento Naftas - HTN	1.368,6	21,8	1.390,4
Reform. Catalítica y Splitter - RCA	6.285,8	361,0	6.646,7
Hidrotratamiento Nafta FCC - HTF	1.091,2	16,0	1.107,2
Hidrotratamiento Diésel - HTD	5.200,2	28,0	5.228,2
Tratamiento GLP - TGL	8,4	11,2	19,7
Craqueo Catalítico - FCC & RGI	1.373,9	5.587,8	6.961,8
Destilación al Vacío III - DV3	27,4	305,5	333,0
Recuperación de Gases - RG2	4,4	12,6	17,0
Destilación Primaria - DPI	42,4	870,6	913,0
Aire de Planta - PAR	14,7	24,8	39,6
Instalaciones Soda Cáustica - CAF	508,0	10.761,2	11.269,1
Instalaciones Ácido Sulfúrico - AST	549,6	851,7	1.401,3
Unidad / Sistema de Aminas - AM2	828,2	4.419,2	5.247,3
Despojador Aguas Amargas - WS2	0,6	9,6	10,2
Almac., Mezcla y Despacho - TKS	3,2	7,2	10,4
Antorcha y Recup. de Gas - FB2	1,5	4,0	5,5

- La inversión en químicos, catalizadores, bolas inertes y lubricantes se estimó en ~24 MM USD para la primera carga de las unidades de proceso en 2016
- Es esperable un aumento en dicho monto cercano al 1-2% de la inversión en Unidades Auxiliares, debido a la inclusión de las mismas
- Si se decide añadir como inversión el costo en químicos y catalizadores por el primer año de operación, este valor puede duplicarse o triplicarse

**TOTAL**

**USD 24 MM**

**USD 37 MM**

**USD 61 MM**

Fuente: análisis Arthur D. Little en base a información suministrada por Petroperú



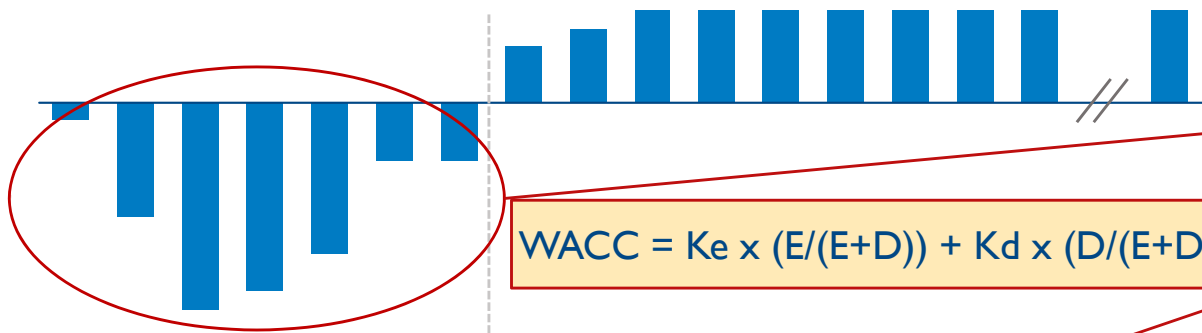
## Apéndices

- 1 Revisión de Conversión FEED-EPC Contratada en 2014
- 2 Inversión en Unidades Auxiliares
- 3 Inversión en Trabajos Complementarios
- 4 Costos del Propietario
- 5 Intereses por Financiamiento Fase Pre Operativo
- 6 Monto de Inversión
- 7 Tendencias Calidad de Combustibles



El monto de inversión reportado para PMRT incluye los intereses hasta el arranque, pero esta forma de reporte no debe confundir la interpretación del concepto de flujo de fondos del proyecto descontado al WACC

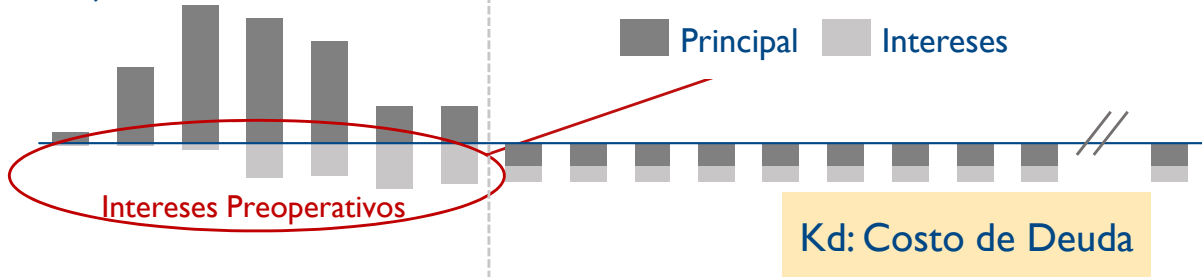
Flujo Fondos del Proyecto



Monto total de Inversión reportado PMRT



Flujo Fondos de la Deuda



Flujo Fondos de Capital Propio



Arranque

### Observaciones

- Reportar los intereses por financiamiento pre-operativo es una práctica común en grandes proyectos de refinación
- Sin embargo conceptualmente se debe diferenciar los Flujos de Fondos según las distintas perspectivas

# Petroperú dispone de diferentes alternativas de financiamiento de corto y largo plazo para el PMRT

## Análisis de Estructura de Financiamiento del Proyecto

Concepto	Observaciones	Tasa de interés est.	Monto MM USD	Estado
Bonos Sin Garantía Pública	<ul style="list-style-type: none"> <li>Emisión bonos en el mercado internacional (bajo Ley NY) sin garantía pública (en dos tramos 2017 y 2019)</li> </ul>	~6.0% est.	3,000	No concretado aún
ECA / CESCE	<ul style="list-style-type: none"> <li>Financiamiento bancario garantizado por la ECA española CESCE (desembolsos en 2017 y 2018)</li> </ul>	~4.75% est.	1,250	No concretado aún
Préstamos bancarios de corto plazo	<ul style="list-style-type: none"> <li>Líneas de corto plazo con diferentes bancos locales e internacionales</li> </ul>	2% en USD 5-6% en soles	700-800	Utilizado regularmente
Aporte de capital	<ul style="list-style-type: none"> <li>Decreto Leg. N° 12992 (30-12-16), aumento de capital de PETROPERÚ en s/ 1,056 MM dedicados exclusivamente para la ejecución del PMRT</li> </ul>	-	315	Concretado
Recursos Propios	<ul style="list-style-type: none"> <li>Recurso Propios</li> </ul>	-	839	Utilizado parcialmente
Préstamo Sindicado	<ul style="list-style-type: none"> <li>Préstamo puente hasta concreción de financiamiento externo de largo plazo (agente Banco Mizuho - Japón)</li> <li>5 años de plazo, con 2 años de gracia</li> </ul>	Libor +1.75% 1°y Libor +2.0% 2°y+	500	Concretado

# El financiamiento pre operativo incluye intereses y comisiones hasta la puesta en marcha por 1,028 MMUSD

## Análisis de Composición de Financiamiento Pre Operativo del Proyecto

En MMUSD	Magnitud de Desembolsos	Costos Financieros Pre Operativos 2014-2020		
		Intereses	Comisiones	Subtotal
Bonos Sin Garantía Pública Tramo 1	2,000 MMUSD	506.2	11.4 (0.6% de desembolso)	517.7
Bonos Sin Garantía Pública Tramo 2	1,000 MMUSD	115.7	12.5 (1.2% de desembolso)	128.2
ECA / CESCE	1,250 MMUSD	207.2	98.7 (7.9% de desembolso)	305.9
Préstamos bancarios de corto plazo	700-800 MMUSD	35.5	-	35.5
Préstamo Sindicado	500 MMUSD	35.5	4.8 (1.0% de desembolso)	40.3
<b>Total</b>		<b>900.2</b>	<b>127.4</b>	<b>1027.7</b>

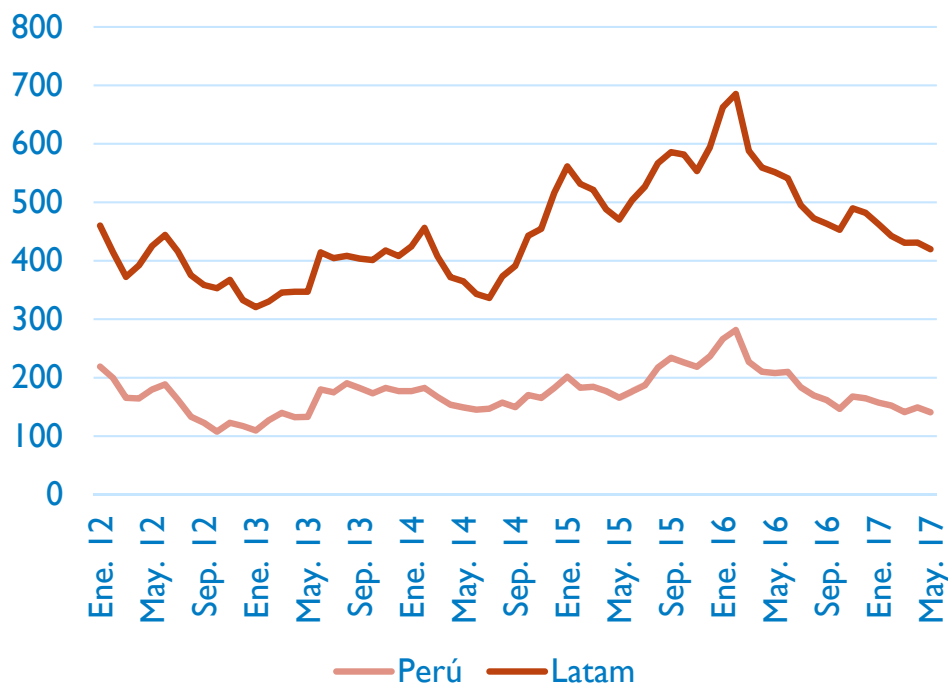
### Opinión ADL

- Las tasas de interés de los componentes del financiamiento son razonables para las condiciones de mercado de Petroperú
- Las comisiones estimadas por financiamiento ECA/CESCE son relativamente elevadas como porcentaje del desembolso

Las tasa de interés de la deuda a obtener para PMRT está afectada por la evolución del riesgo país Perú y los tasas de referencia, entre otros factores

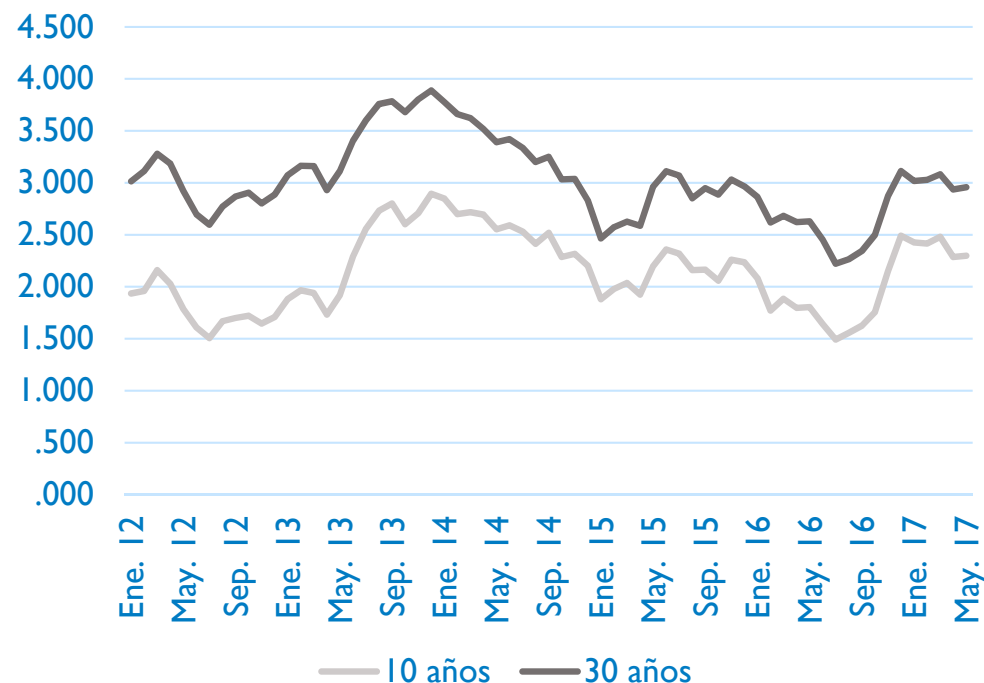
Riesgo País

Puntos básicos



Tasas de Referencia Tesoro EEUU

% anual

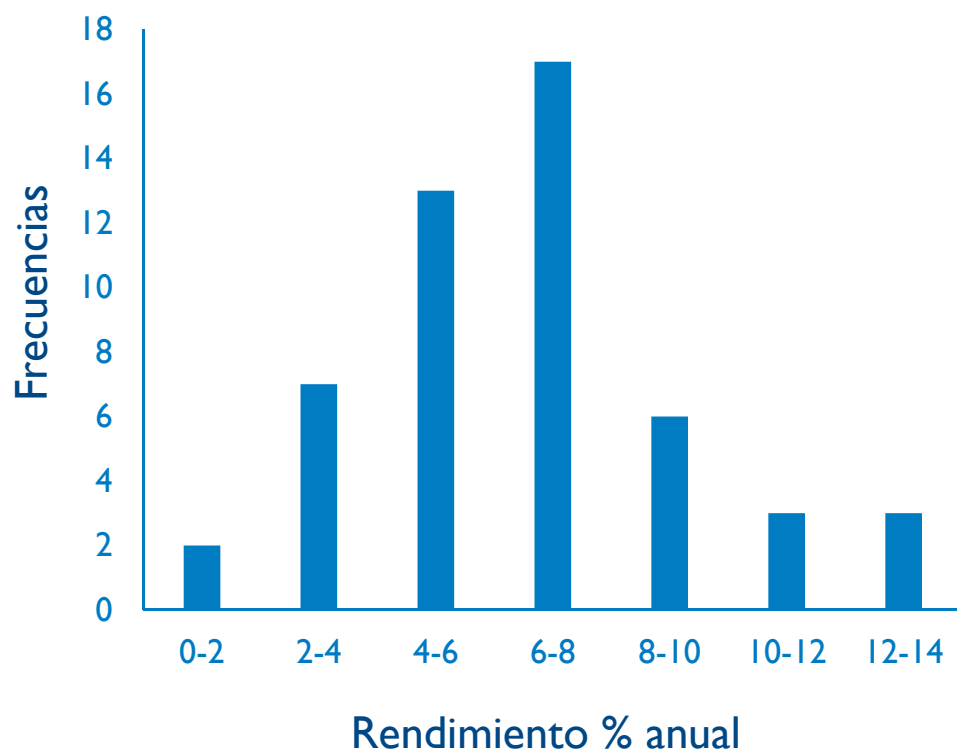


A mayo 2017 Perú presenta un spread de 150 puntos básicos, mientras que el rendimiento de referencia de T-bonds EEUU a 10 años se ubica en 2.3% anual

# Existen ciertos factores de riesgo que pueden impactar en la tasa de interés de la deuda a colocar para el proyecto PMRT

## Factores de riesgo de tasa de interés de deuda

Histograma Tasas de Interés Tesoro EEUU a 10 años, (data últimos 50 años)



- El rendimiento de las tasas de referencia internacionales se encuentran por debajo de los promedios históricos
- Las proyecciones de las tasas de fondeo de la Reserva Federal de EEUU, las cuales impactan en toda la curva de tasas de referencia, indican un fuerte incremento de tasas para los próximos años
- La volatilidad de precio de productos commodities de exportación de Perú (minería)
- Incertidumbre de estabilidad político económica de la región Latam (ej. crisis Brasil)

## Apéndices

- 1 Revisión de Conversión FEED-EPC Contratada en 2014
- 2 Inversión en Unidades Auxiliares
- 3 Inversión en Trabajos Complementarios
- 4 Costos del Propietario
- 5 Intereses por Financiamiento Fase Pre Operativo
- 6 Monto de Inversión
- 7 Tendencias Calidad de Combustibles

# Desembolsos realizados por 182 MMUSD han sido declarados como costo hundido y no incluidos en el monto actual de inversión

## Costos Hundidos

Concepto	Monto MMUSD	Justificación Petroperú
Servicios FEED	92.6	<ul style="list-style-type: none"> <li>Desembolsos hasta Mayo 2014, previos a Fase EPC, y no necesario para implementación de EPC</li> <li>CGR avala su consideración como costos hundidos en su informe Oficio N° 01627-2016-CG-DC</li> <li>Por ende, no se incluyen como parte del monto total de inversión de PMRT</li> </ul>
Selección tecnologías y licencias	44.3	
Gestión PMRT	24.0	
Servicios PMC	16.2	
Estudio de Factibilidad	2.4	
Asesoría Financiera	1.9	
Estudio Impacto Ambiental	0.7	
Oficinas Temporales	< 0.03	

182.1

### Opinión ADL

- Al momento de decidir sobre la conversión de contrato EPC en 2014, fue correcto reconocer estos costos como hundidos y no considerarnos como CAPEX en la evaluación económico-financiera
- En un análisis ex-post, estos costos deberían incluirse en el monto total de la inversión de PMRT



## En los próximos años se esperan menores inversiones en Unidades de Proceso, pero mayores desembolsos en los demás conceptos

### Inversiones históricas y proyectadas PMRT

MM USD por año

Categoría	2014	2015	2016	Ene-Mar 2017	Acum. Hasta Mar 2017	Resto 2017	2018	2019	2020	Total Acum.
Unidades de Proceso	70.3	518.8	986.8	60.6	1636.5	545.4	384.3	61.2	134.3	2761.7
Auxiliares	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	312.1	288.5	168.0	122.5	891.1
Trabajos complementarios	0.1	15.4	44.9	0.6	61.0	46.3	75.0	11.0	2.3	195.7
Costos Propietario	20.8	40.7	58.0	8.7	128.1	104.3	105.9	101.6	87.4	527.2
Intereses y Comisiones de financiamiento	7.6	12.0	46.5	12.0	78.0	252.2	190.5	256.7	250.2	1027.7
<b>TOTAL</b>	<b>98.8</b>	<b>586.9</b>	<b>1136.2</b>	<b>81.8</b>	<b>1903.6</b>	<b>1260.3</b>	<b>1044.2</b>	<b>598.5</b>	<b>596.7</b>	<b>5403.4</b>

Fuente: análisis Arthur D. Little en base a información Petroperú Gestión PMRT

## Apéndices

- 1 Revisión de Conversión FEED-EPC Contratada en 2014
- 2 Inversión en Unidades Auxiliares
- 3 Inversión en Trabajos Complementarios
- 4 Costos del Propietario
- 5 Intereses por Financiamiento Fase Pre Operativo
- 6 Monto de Inversión
- 7 Tendencias en Calidad de Combustibles

## Las normas EURO constituyen un conjunto de requisitos que regulan los límites aceptables de calidad de combustibles

	ESPECIFICACIONES EURO					
	Euro I 1993	Euro II 1996	Euro III 2000	Euro IV 2005	Euro V 2009	Euro 6 2014
GASOLINA (sin plomo)						
<b>Aromáticos, vol%, máx.</b>	No Limite	No limite	42	35	35	
<b>Olefinas, vol%, máx.</b>	No Limite	No limite	18	18	18	18
<b>Benceno, vol%, máx.</b>	5	5	1	1	1	
<b>Oxígeno, wt%, máx.</b>	2.5	2.5	2.7	2.7	2.7	2.7
<b>Azufre, ppm, máx.</b>	1000	500	150	50(10)*	10	10
<b>Ron, min</b>	91	91	91	91	91	95
<b>RVP, kpa</b>	35-100	35-100	60-70	60-70	60-70	
<b>Lead, g/it, máx.</b>	0.013	0.013	Ninguno	Ninguno	Ninguno	Ninguno
DIESEL						
<b>Aromáticos, %m/m, máx.</b>	N/A	N/A	11	11	11	8
<b>Azufre, mg/kg, máx.</b>	2000	500	350	50(10)*	10	10
<b>Número de cetano, min</b>	49	49	51	51	51	51
<b>Densidad @ 15°C, kg/m<sup>3</sup></b>	820-860	820-860	845	845	845	845
<b>Destilación, T95°C, máx.</b>	370	370	360	360	360	360

Fuente: UNEP

Nota: Introducción en 2005 de gasolina de azufre de 10 ppm: el combustible debe estar geográficamente disponible de manera equilibrada

Además, la normativa EURO establece los estándares mínimos de emisión de vehículos de pasajeros, vehículos comerciales y motocicletas

DIESEL	ESPECIFICACIONES EURO VEHÍCULOS DE PASAJEROS					
	Fecha	CO	THC	NOx	HC+NOx	PM
<b>EURO I</b>	Julio 1992	2.72	-	-	0.97	0.14
<b>EURO II</b>	Enero 1996	1.0	-	-	0.7	0.08
<b>EURO III</b>	Enero 2000	0.64	-	0.50	0.56	0.05
<b>EURO IV</b>	Enero 2005	0.50	-	0.25	0.30	0.025
<b>EURO V</b>	Septiem 2009	0.50	-	0.180	0.230	0.05
<b>EURO Va</b>	Septiem 2011	0.50	-	0.180	0.230	0.05
<b>EURO VI</b>	Septiem 2014	0.50	-	0.080	0.170	0.05
GASOLINA						
<b>EURO I</b>	Julio 1992	2.72	-	-	0.97	-
<b>EURO II</b>	Enero 1996	2.2	-	-	0.5	-
<b>EURO III</b>	Enero 2000	2.3	0.20	0.15	-	-
<b>EURO IV</b>	Enero 2005	1.0	0.10	0.08	-	-
<b>EURO V</b>	Septiem 2009	1.0	0.10	0.060	-	0.005
<b>EURO VI</b>	Septiem 2014	1.0	0.10	0.060	-	0.005

Fuente: UNEP

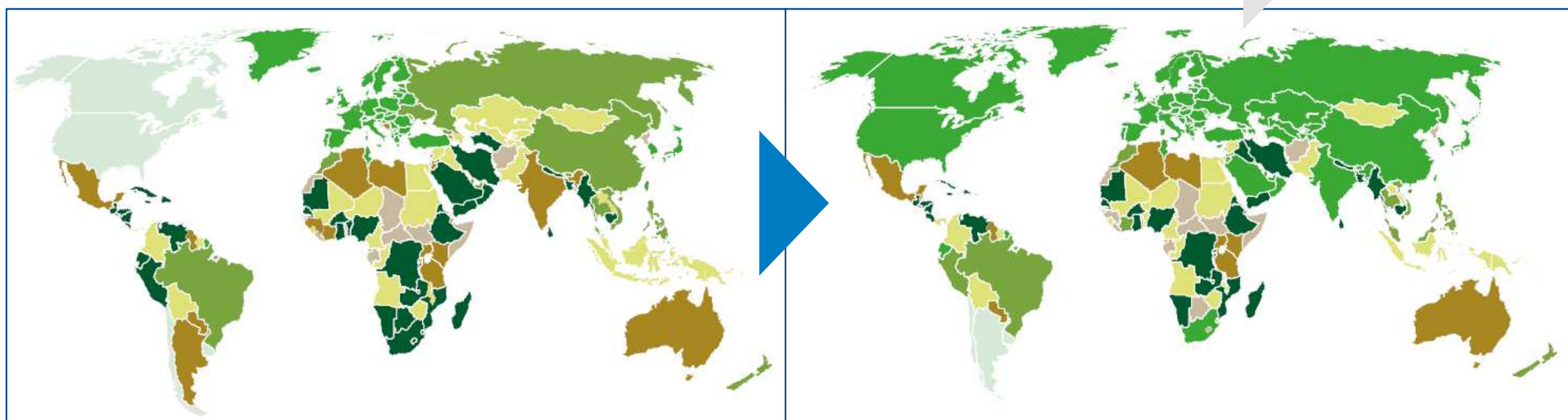
Nota: Introducción en 2005 de gasolina de azufre de 10 ppm: el combustible debe estar geográficamente disponible de manera equilibrada

# Las especificaciones de calidad de combustibles se están volviendo más estrictas a nivel global, impulsadas por presiones ambientales sobre las emisiones de los motores

## Máximo contenido de azufre en gasolinas on-road






















2016

2020



0-10 ppm 11-30 ppm 31-50 ppm 51-150 ppm  
151-500 ppm 501-2,500 ppm No information

# Los países de Latam avanzan hacia especificaciones de productos más estrictas, que en algunos casos no pueden ser suministradas localmente

Latinoamérica	Contenido máximo de azufre – Partes por millón	
	Gasolinas	Diesel
Menos de 50 ppm	 Mexico  Chile  Uruguay	 Argentina  Brazil  Chile  Mexico
50 a 500 ppm	 Paraguay  Brazil  Argentina  Bolivia  Peru	 Uruguay  Colombia  Paraguay  Peru
Mayor a 500 ppm	 Venezuela	 Ecuador  Ecuador  Venezuela  Bolivia

Fuente: análisis Arthur D. Little

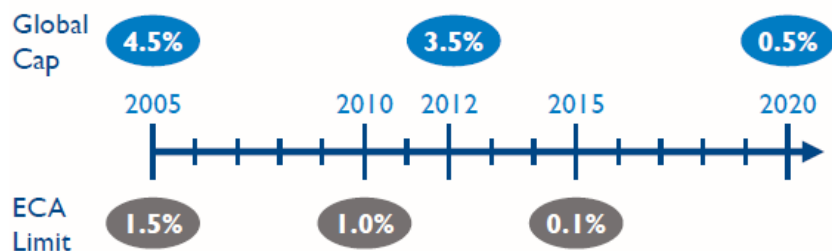
## Apuntes relevantes de los casos de estudio de tendencias de calidad de combustibles en Latinoamérica

- La preocupación fundamental en Latam es la reducción de los niveles de azufre en combustibles
- No obstante, el cumplimiento es relativamente mayor en el diésel que en gasolina
- Además, en algunos países existen diferencias en combustibles destinados a zonas metropolitanas y rurales. Siendo las zonas metropolitanas/centros urbanos las que gozan de mejores calidades
  - Chile es el único país de Latam en comercializar combustibles de 15ppm en todo el país
- La mayoría de los países latinoamericanos no cumplen con mínimos de cetano establecidos en la normativa Euro en la que se encuentran
  - Brasil es el único país que cumple especificaciones de cetano para Euro III, IV y V
- Los niveles de octanaje varían ampliamente en la región y en muchos casos superan los 91 exigidos por la normativa Euro
- Mejoras en la calidad de combustibles en Latam han sido posibles gracias a modernizaciones de refinerías e inversiones en plantas de tratamiento

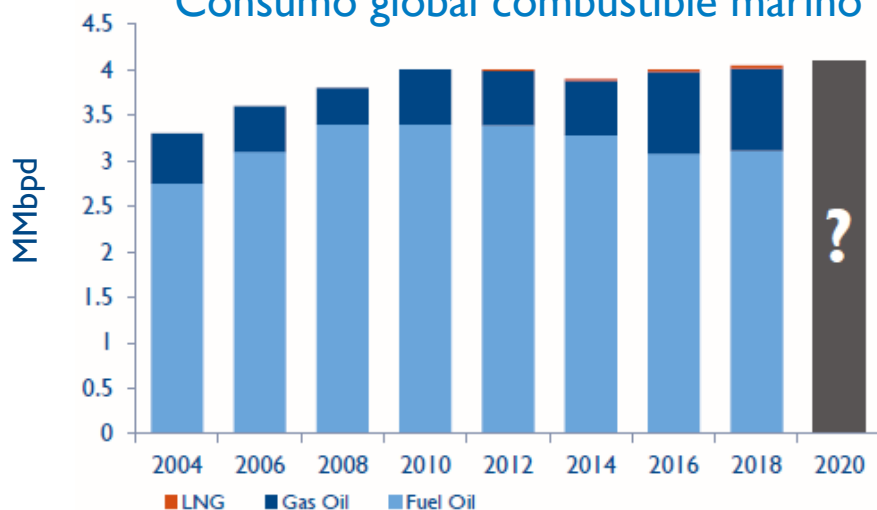
# Nuevas especificaciones de calidad de combustibles marinos tendrán consecuencias en el mercado de fuel oil

## Tendencias de Calidad en Combustibles Marinos

Límite de contenido de azufre del combustible marino - % m/m



Consumo global combustible marino



- Nuevas regulaciones de combustibles marinos limitan contenido de azufre a 0.5% fuera de ECAs en 2020
- Impacto en balance de productos refinados pesados y amargos y todos sus participantes de la cadena de valor
- Diesel marino y mezclas que cumplan regulación incrementarán su participación en el mercado de combustibles marinos
- Buques a combustibles GNL también capturarán valor, aunque su penetración se espera sea limitada
- Refinadores deben reaccionar inmediatamente para permanecer en el juego 2020, compitiendo con refinerías de la máxima complejidad posible
- Aquellos jugadores que se adelanten a las tendencias gozarán de ventajas económicas en márgenes de refinación, dado que es probable que el diferencial de precio de limpios vs. residual se incremente en los primeros años de la regulación



# Arthur D Little

Arthur D. Little has been at the forefront of innovation since 1886. We are an acknowledged thought leader in linking strategy, innovation and transformation in technology-intensive and converging industries. We navigate our clients through changing business ecosystems to uncover new growth opportunities. We enable our clients to build innovation capabilities and transform their organizations.

Our consultants have strong practical industry experience combined with excellent knowledge of key trends and dynamics. Arthur D. Little is present in the most important business centers around the world. We are proud to serve most of the Fortune 1000 companies, in addition to other leading firms and public sector organizations.

For further information please visit [www.adlittle.com](http://www.adlittle.com).

Copyright © Arthur D. Little 2017. All rights reserved.



Contacto:

Daniel Monzón

Partner

Arthur D. Little

Salguero 2731. Piso 4. Of. 46  
1425, Buenos Aires, Argentina

Mobile: +54 9 11 53139709

[monzon.daniel@adlittle.com](mailto:monzon.daniel@adlittle.com)