

- Se puede observar que el Plan de **TDP** no sigue las frecuencias establecidas por el Plan de **PETROPERÚ**, tampoco se encuentran correctamente agrupadas por sistemas, toda vez que se puede advertir que los sistemas están mezclados en los cuadros, así podemos ver el sistema eléctrico y el sistema de lucha contra incendios.
- El Plan de **TDP** en estructura es completamente distinto al Plan de **PETROPERÚ**, lo que hace compleja la comparación entre las actividades y rubros establecidos en el Plan del demandado.
- En el Plan de **TDP** se puede observar que la descripción desarrollada por el demandante no se condice con lo señalado por el demandado.

4.- Sistema de vapor

DEL PLAN DE PETROPERÚ

4.- SISTEMA DE VAPOR

Equipo o Instalación	Descripción del Mantenimiento	Frecuencia	Cronograma												Avance (%)
			Ago	Set	Oct	Nov	Dic	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	
Caldero	Mantenimiento Preventivo Rutinario	Mensual	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	
	Mantenimiento Preventivo Menor	Trimestral		T			T			T					
	Mantenimiento Preventivo/Correctivo Mayor	Anual								A					
Calentadores y Serpentina	Inspección y Mantenimiento Preventivo	Anual								A					
	Manto preventivo/correctivo serpentín calent. Tk1	Anual								A					
	Manto preventivo/correctivo calentador de succión Tk2	Anual								A					
	Manto preventivo/correctivo calentador de succión Tk9	Anual								A					
	Manto preventivo/correctivo serpentín calent. Tk10	Anual								A					
	Manto preventivo/correctivo calentador de succión Tk8	Anual								A					
Lineas Vapor y Condensado	Insp. y reparo de líneas de vapor/cond. y aislamiento térmico	Trimestral		T			T			T			T		
	Insp. y Manto. Prev. de estaciones de condensado	Trimestral		T			T			T			T		
Sistemas Auxiliares	Manto preventivo de Sist. Tratamiento de Agua-Tanques Ablandadores	Anual								A					
	Electrobomba de Hidroneumático-MantoPredictivo (Preventivo)	Semestral		S						S					
	Electrobomba de Agua al caldero-MantoPredictivo (Preventivo)	Semestral		S						S					
	Electrobomba de Combustible-MantoPredictivo (Preventivo)	Semestral		S						S					
	Compresor eléctrico-MantoPredictivo (Preventivo)	Semestral		S						S					
	Manto. Tableros y Accesorios Eléctricos	Semestral		S						S					

DEL PLAN DE TDP

				PROGRAMA DE MANTENIMIENTO 2022												
					2022											
					Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ag.	Set	Oct	Nov	Dic
TERMINAL	PROGRAMA	SISTEMA	DESCRIPCIÓN ACTIVO A MANTENER	DESCRIPCIÓN TRABAJO	P	E	P	E	P	E	P	E	P	E	P	E
CH	INSPECCIÓN, MANTENIMIENTO Y CALIBRACIÓN DE DISPOSITIVOS DE ALIVIO DE PRESION	SISTEMA DE DESPACHO	RUOTA DE VALVULAS DE ALIVIO - SISTEMA DE DESPACHO	Mantenimiento de válvula de alivio						P						
CH	INSPECCIÓN, MANTENIMIENTO Y CALIBRACIÓN DE DISPOSITIVOS DE ALIVIO DE PRESION	SISTEMA DE BOMBEO	RUOTA DE VALVULAS DE ALIVIO - SISTEMA DE BOMBEO	Mantenimiento de válvula de alivio						P						
CH	INSPECCIÓN, MANTENIMIENTO Y CALIBRACIÓN DE DISPOSITIVOS DE ALIVIO DE PRESION	SISTEMA LUCHA CONTRA INCENDIO	RUOTA DE VALVULAS DE ALIVIO - SISTEMA CONTRA INCENDIO	Mantenimiento de válvula de alivio						P						
CH	INSPECCIÓN, MANTENIMIENTO Y CALIBRACIÓN DE DISPOSITIVOS DE ALIVIO DE PRESION	SISTEMA DE TANQUES Y LINEAS	RUOTA DE VALVULAS DE ALIVIO - SISTEMA DE TANQUES Y LINEAS	Mantenimiento de válvula de alivio						P						
CH	INSPECCIÓN, MANTENIMIENTO Y CALIBRACIÓN DE DISPOSITIVOS DE ALIVIO DE PRESION	SISTEMA DE RECEPCION	RUOTA DE VALVULAS DE ALIVIO - SISTEMA DE RECEPCION	Mantenimiento de válvula de alivio						P						
CH	INSPECCIÓN, MANTENIMIENTO Y CALIBRACIÓN DE DISPOSITIVOS DE ALIVIO DE PRESION	SISTEMA DE VAPOR	RUOTA DE VALVULAS DE ALIVIO - SISTEMA DE VAPOR	Mantenimiento de válvula de alivio						P						

- Se puede observar que el Plan de **TDP** no sigue las frecuencias establecidas por el Plan de **PETROPERÚ**, tampoco se encuentran correctamente agrupadas por sistemas, toda vez que se puede advertir que los sistemas están mezclados en los cuadros, así podemos ver que el sistema de vapor se encuentra sólo tres veces mencionado en dos cuadros junto a diversos sistemas.

- El Plan de **TDP** en estructura es completamente distinto al Plan de **PETROPERÚ**, lo que hace compleja la comparación entre las actividades y rubros establecidos en el Plan del demandado.

5.- Sistema de despacho

DEL PLAN DE PETROPERÚ

[illegible]

DEL PLAN DE TDP

- Se puede observar que el Plan de **TDP** no sigue las frecuencias establecidas por el Plan de **PETROPERÚ**, tampoco se encuentran correctamente agrupadas por sistemas, toda vez que se puede advertir que los sistemas están mezclados en los cuadros, así podemos ver el sistema contra incendios, el sistema de tanques y líneas con el sistema de despacho en el mismo cuadro.

- El Plan de **TDP** en estructura es completamente distinto al Plan de **PETROPERÚ**, lo que hace compleja la comparación entre las actividades y rubros establecidos en el Plan del demandado.
- En el Plan de **TDP** se puede observar que la descripción desarrollada por el demandante no se condice con lo señalado por el demandado.

6.- Sistema eléctrico

DEL PLAN DE PETROPERÚ

6.- SISTEMA ELECTRICO

Equipo o Instalacion	Descripcion del Mantenimiento	Frecuencia	Cronograma																												Avance
			Ago		Set		Oct		Nov		Dic		Ene		Feb		Mar		Abr		May		Jun		Jul						
			P	E	P	E	P	E	P	E	P	E	P	E	P	E	P	E	P	E	P	E	P	E	P	E	(%)				
Suministro Energia y Sub-Estacion Eléctrica	Insp. Y Manto de Punto de Suministro de Energia	Semestral									S												S								
	Insp. y Manto Transformador de Medición (Trafomix)	Semestral									S												S								
	Manto de cables y aisladores en media tensión	Semestral									S												S								
	Insp. y Manto de Transformadores	Semestral									S												S								
	Insp. y Manto de Seccionadores/disyuntores y acc.	Anual																					A								
Distribución Eléctrica y Tableros	Inspección Visual Rutinaria de líneas, tableros y buzones	Diario	D			D			D		D		D		D		D		D		D		D								
	Inspección y Manto de Tableros Eléctricos de Distribución Eléctrica	Diario	D			D			D		D		D		D		D		D		D		D								
	Inspección y Manto de líneas de distribución eléctrica	Semestral									S													S							
	Inspección y Manto de buzones eléctricos	Anual																													
Alumbrado Banco de Condensad.	Insp. y Manto preventivo de los Poste Externos y Acces.	Semestral									S													S							
	Insp. y Manto del alumbrado y energia de edificaciones en general.	Semestral									S													S							
	Inspección visual rutinaria de los equipos (diario)	Diario	D			D			D		D		D		D		D		D		D		D								
	Inspección y Manto del Banco de condensadores	Semestral									S													S							
UPS - Pozos a Tierra	Inspección visual rutinaria de los equipos (diario)	Diario	D			D			D		D		D		D		D		D		D		D								
	Inspección y manto de equipos UPS	Semestral									S													S							
	Manto Preventivo/Correctivo de pozos a tierra	Anual																						A							

DEL PLAN DE TDP

[illegible]

- Se puede observar que el Plan de **TDP** no sigue las frecuencias establecidas por el Plan de **PETROPERÚ**, tampoco se encuentran correctamente agrupadas por sistemas, toda vez que se puede advertir que los sistemas están mezclados en los cuadros, así podemos ver el sistema de protección contra la corrosión con el sistema eléctrico en el mismo cuadro.

- El Plan de **TDP** en estructura es completamente distinto al Plan de **PETROPERÚ**, lo que hace compleja la comparación entre las actividades y rubros establecidos en el Plan del demandado.
- En el Plan de **TDP** se puede observar que la descripción desarrollada por el demandante no se condice con lo señalado por el demandado.

7.- Sistema de grupos electrógenos

DEL PLAN DE PETROPERÚ

7.- GRUPOS ELECTROGENOS

Equipo o Instalación	Descripción del Mantenimiento	Frecuencia	Cronograma												Avance (%)
			Ago	Set	Oct	Nov	Dic	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	
			P	E	P	E	P	E	P	E	P	E	P	E	
Grupo Electrógeno	Insp. general y pruebas de funcionamiento bajo carga.	Semanal	W	W	W	W	W	W	W	W	W	W	W	W	
	Mantenimiento preventivo de GG.EE - MITSUBI														
	Mantto preventivo del motor														
	Convenio MITSUBI (Inspección del motor, análisis, filtro, etc.)	Mensual	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	
	Mantto periódico del motor (cambio de aceite, filtro, etc.)	Semestral	S						S						
	Mantto preventivo accesorios motor varios (de acuerdo a convenio Mitsui)	Semestral	S						S						
	Mantto preventivo del generador	Anual							A						
	Mantto: Tableros de Control y Sistemas Auxiliares	Semestral	S						S						

DEL PLAN DE TDP

PROGRAMA DE MANTENIMIENTO 2022																
					2022											
					Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ag	Set	Oct	Nov	Dic
					P	E	P	E	P	E	P	E	P	E	P	E
TERMINAL	PROGRAMA	SISTEMA	DESCRIPCIÓN ACTIVO A MANTENER	DESCRIPCIÓN TRABAJO												
CH	MANUTENIMIENTO PREVENTIVO DE GRUPOS ELECTROGENOS Y MOTORES DE COMBUSTION INTERNA	GRUPOS ELECTROGENOS	GRUPO ELECTROGENO 440 V CUMMINS POWER GENERATOR INC. 2750GFB	Mantenimiento preventivo de grupo electrógeno				P						P		
CH	MANUTENIMIENTO PREVENTIVO DE GRUPOS ELECTROGENOS Y MOTORES DE COMBUSTION INTERNA	SISTEMA LUCHA CONTRA INCENDIO	MOTOR DE COMBUSTION / DIESEL 290 HP, 1800 RPM CATERPILLAR 3406	Inspección y pruebas de motor de combustion interna				P								
CH	MANUTENIMIENTO PREVENTIVO DE GRUPOS ELECTROGENOS Y MOTORES DE COMBUSTION INTERNA	SISTEMA LUCHA CONTRA INCENDIO	MOTOR DE COMBUSTION / DIESEL 290 HP, 1800 RPM CATERPILLAR 3406	Mantenimiento preventivo de motor de motobomba										P		
CH	MANUTENIMIENTO PREVENTIVO DE GRUPOS ELECTROGENOS Y MOTORES DE COMBUSTION INTERNA	SISTEMA LUCHA CONTRA INCENDIO	MOTOR DE COMBUSTION / DIESEL 290 HP, 1800 RPM CATERPILLAR 3406	Inspección y pruebas de motor de combustion interna										P		
CH	MANUTENIMIENTO PREVENTIVO DE GRUPOS ELECTROGENOS Y MOTORES DE COMBUSTION INTERNA	SISTEMA LUCHA CONTRA INCENDIO	MOTOR DE COMBUSTION / DIESEL 266 HP, 1800 RPM CATERPILLAR 3306	Inspección y pruebas de motor de combustion interna				P								
CH	MANUTENIMIENTO PREVENTIVO DE GRUPOS ELECTROGENOS Y MOTORES DE COMBUSTION INTERNA	SISTEMA LUCHA CONTRA INCENDIO	MOTOR DE COMBUSTION / DIESEL 266 HP, 1800 RPM CATERPILLAR 3306	Mantenimiento preventivo de motor de motobomba										P		
CH	MANUTENIMIENTO PREVENTIVO DE GRUPOS ELECTROGENOS Y MOTORES DE COMBUSTION INTERNA	SISTEMA LUCHA CONTRA INCENDIO	MOTOR DE COMBUSTION / DIESEL 266 HP, 1800 RPM CATERPILLAR 3306	Inspección y pruebas de motor de combustion interna										P		

- Se puede observar que el Plan de **TDP** no sigue las frecuencias establecidas por el Plan de **PETROPERÚ**, tampoco se encuentran correctamente agrupadas por sistemas, toda vez que se puede advertir que los sistemas están mezclados en los cuadros, así podemos ver que el sistema bajo análisis sólo es mencionado en una oportunidad dentro de un cuadro en el que se halla el sistema de lucha contra incendios.
- El Plan de **TDP** en estructura es completamente distinto al Plan de **PETROPERÚ**, lo que hace compleja la comparación entre las actividades y rubros establecidos en el Plan del demandado.

- En el Plan de **TDP** se puede observar que la descripción desarrollada por el demandante no se condice con lo señalado por el demandado.

8.- Sistema contra incendio

DEL PLAN DE PETROPERÚ

8.- SISTEMA CONTRA INCENDIO Y MEDIO AMBIENTE

Equipo o instalación	Descripción del Mantenimiento	Frecuencia	Cronograma												Avance
			2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	(%)	
Equipos Contra incendio	Motobombas	Mensual	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M		
	Operación rutinaria semanal de motobomba	Semanal	W	W	W	W	W	W	W	W	W	W	W		
	Insp. General y pruebas de funcionamiento bajo carga.	Mensual	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M		
	Mantenimiento preventivo de Motobombas														
	Convenio PAT (Inspección del motor, análisis, etc.)	Semestral			S			S			S				
	Convenio PAT (Inspección y Pruebas con Carga)	Semestral			S			S			S				
	Mantenimiento periódico del motor (cambio de aceite, filtro, etc.)	Semestral			S			S			S				
	Mantenimiento preventivo accesorios motor varios (de acuerdo a inspección PAT)	Semestral			S			S			S				
	Mantenimiento preventivo de Bombas	Semestral			S			S			S				
	Mantenimiento preventivo de equipos auxiliares (base, tanque, conexiones, etc.)	Semestral			S			S			S				
Tanque CI	Insp y Mantenimiento válvulas check, de alivio y auxiliares	Semestral			S			S			S				
	Mantenimiento de electro bombas Jockey	Semestral			S			S			S				
	Mantenimiento Predictivo	Semestral			S			S			S				
	Lim. Filtros, Inspección de válvulas succión/descarga y checks.	Semestral			S			S			S				
	Inspección y mant. periódico de acumulo e insp.	Semestral			S			S			S				
	Mantenimiento Tableros de Control Fretrol	Semestral			S			S			S				
	Inspección General Motores y Tableros CI-BAUSTELLE	Anual						A							
	Mantenimiento preventivo de Caseta Contra incendio	Anual						A							
	Mantenimiento Preventivo	Anual						A							
	Limpieza y lavado exterior de tanques y líneas de interconexión	Semestral			S			S			S				
Tanque de Espuma	Mantenimiento preventivo de sistemas auxiliares	Anual						A							
	Mantenimiento menor de válvulas adyacentes al tanque	Anual						A							
	Insp. y mant. menor de ventosas y medidores	Anual						A							
	Insp. y mant. menor de anillo de concreto y peñalía imprim.	Anual						A							
	Insp. y mant. menor de pintura de cilindro, techo y escaleras	Anual						A							
	Insp. Integral (Internas y Externas) con medición de espesores	c/8 Años													
	Limpieza y lavado exterior	Semestral			S			S			S				
	Mantenimiento de válvulas adyacentes al tanque	Semestral			S			S			S				
	Insp. y mant. asfido concreto y medición	Semestral			S			S			S				
	Insp. y mant. Preventivo de líneas Contra incendio	Semestral			S			S			S				
Líneas de Distribución	Inspección de hidrantes, válvulas, etc.	Semestral			S			S			S				
	Mantenimiento de hidrantes, válvulas, etc.	Semestral			S			S			S				
	Inspección visual y Limpieza	Anual						A							
	Recarga y mantenimiento (puede variar por el uso)	Mensual	D	D	D	D	D	D	D	D	D	D	D		
	Mantenimiento de motobombas	Semestral	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M		
	Mantenimiento de skinner	Semestral			S			S			S				
	Limpieza y Mantenimiento de trasteros	Semestral			S			S			S				
	Limpieza y Mantenimiento de barreras	Anual						A							

DEL PLAN DE TDP

PROGRAMA DE MANTENIMIENTO 2022

TERMINAL	PROGRAMA	SISTEMA	DESCRIPCIÓN ACTIVO A MANTENER	DESCRIPCIÓN TRABAJO	2022											
					Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ag	Sep	Oct	Nov	Dic
CR	MANTENIMIENTO PREVENTIVO DE GRUPOS ELECTROGENOS Y MOTORES DE COMBUSTION INTERNA	GRUPOS ELECTROGENOS	GRUPO ELECTROGENO 440 V CUMMINS POWER GENERATOR INC. 1750KVA	Mantenimiento preventivo de grupo electrógeno												
CR	MANTENIMIENTO PREVENTIVO DE GRUPOS ELECTROGENOS Y MOTORES DE COMBUSTION INTERNA	SISTEMA LUCHA CONTRA INCENDIO	MOTOR DE COMBUSTION / DIESEL 250 HP, 1800 RPM CATERPILLAR 3406	Inspección y pruebas de motor de combustión interna												
CR	MANTENIMIENTO PREVENTIVO DE GRUPOS ELECTROGENOS Y MOTORES DE COMBUSTION INTERNA	SISTEMA LUCHA CONTRA INCENDIO	MOTOR DE COMBUSTION / DIESEL 250 HP, 1800 RPM CATERPILLAR 3406	Mantenimiento preventivo de motor de motobomba												
CR	MANTENIMIENTO PREVENTIVO DE GRUPOS ELECTROGENOS Y MOTORES DE COMBUSTION INTERNA	SISTEMA LUCHA CONTRA INCENDIO	MOTOR DE COMBUSTION / DIESEL 250 HP, 1800 RPM CATERPILLAR 3406	Inspección y pruebas de motor de combustión interna												
CR	MANTENIMIENTO PREVENTIVO DE GRUPOS ELECTROGENOS Y MOTORES DE COMBUSTION INTERNA	SISTEMA LUCHA CONTRA INCENDIO	MOTOR DE COMBUSTION / DIESEL 266 HP, 1800 RPM CATERPILLAR 3406	Inspección y pruebas de motor de combustión interna												
CR	MANTENIMIENTO PREVENTIVO DE GRUPOS ELECTROGENOS Y MOTORES DE COMBUSTION INTERNA	SISTEMA LUCHA CONTRA INCENDIO	MOTOR DE COMBUSTION / DIESEL 266 HP, 1800 RPM CATERPILLAR 3406	Mantenimiento preventivo de motor de motobomba												
CR	MANTENIMIENTO PREVENTIVO DE GRUPOS ELECTROGENOS Y MOTORES DE COMBUSTION INTERNA	SISTEMA LUCHA CONTRA INCENDIO	MOTOR DE COMBUSTION / DIESEL 266 HP, 1800 RPM CATERPILLAR 3406	Inspección y pruebas de motor de combustión interna												

- Se puede observar que el Plan de **TDP** no sigue las frecuencias establecidas por el Plan de **PETROPERÚ**, tampoco se encuentran correctamente agrupadas por sistemas, toda vez que se puede advertir que los sistemas están mezclados en los cuadros.
- El Plan de **TDP** en estructura es completamente distinto no sólo al Plan de **PETROPERÚ**, sino también a los planes elaborados en años anteriores, lo que hace compleja la comparación entre las actividades y rubros establecidos en el Plan del demandado.
- En el Plan de **TDP** se puede observar que la descripción desarrollada por el demandante no se condice con lo señalado por el demandado.

9.- Sistema de protección catódica

DEL PLAN DE PETROPERÚ

[illegible]

DEL PLAN DE TDP

PROGRAMA DE MANTENIMIENTO 2022					
					20 22
					Ene Feb Mar Abr May Jun Jul Ago Set Oct Nov Dc
					F E F E P E F E F E F E F E F E F E F E F E
TERMINAL	PROGRAMA	SISTEMA	DESCRIPCIÓN ACTIVO A MANTENER	DESCRIPCIÓN TRABAJO	
CH	MONITOREO DE CORROSIÓN	SISTEMA DE PROTECCIÓN	SISTEMA DE PROTECCIÓN CATÓDICA DE LÍNEA SUBMARINA	Mantenimiento del sistema de protección catódica de línea de recepción	P
CH	MONITOREO DE CORROSIÓN	SISTEMA DE PROTECCIÓN	SISTEMA DE PROTECCIÓN CATÓDICA DE LÍNEA SUBMARINA	Medición de potenciales de sistema de protección catódica de línea de recepción	P
CH	MONITOREO DE CORROSIÓN	SISTEMA DE PROTECCIÓN	SISTEMA DE PROTECCIÓN CATÓDICA DE LÍNEA SUBMARINA	Medición de Potenciales Drift de Playa y Extremo de mar	P

- Se puede observar que el Plan de **TDP** no sigue las frecuencias establecidas por el Plan de **PETROPERÚ**, tampoco se encuentran correctamente agrupadas por sistemas.
- El Plan de **TDP** en estructura es completamente distinto al Plan de **PETROPERÚ**, lo que hace compleja la comparación entre las actividades y rubros establecidos en el Plan del demandado.
- En el Plan de **TDP** se puede observar que la descripción desarrollada por el demandante no se condice con lo señalado por el demandado.

10.- Sistema de equipos de inspección

DEL PLAN DE PETROPERÚ

[illegible]

DEL PLAN DE TDP

PROGRAMA DE MANTENIMIENTO 2022															
				año 20											
				Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
				P	E	P	E	P	E	P	E	P	E	P	E
TERMINAL	PROGRAMA	SISTEMA	DESCRIPCIÓN ACTIVO A MANTENER	DESCRIPCIÓN TRABAJO											
CH	CALIBRACIÓN Y MANTENIMIENTO DE EQUIPOS DE INSPECCIÓN	EQUIPOS DE INSPECCIÓN	PANZA AMPERIMETRICA AMPROBE ADC-3400 IND	Calibración de equipo de inspección											
CH	CALIBRACIÓN Y MANTENIMIENTO DE EQUIPOS DE INSPECCIÓN	EQUIPOS DE INSPECCIÓN	MEDIDOR METRO AMPROBE MEGA TEST 1	Calibración de equipo de inspección											
CH	CALIBRACIÓN Y MANTENIMIENTO DE EQUIPOS DE INSPECCIÓN	EQUIPOS DE INSPECCIÓN	TERMOMETRO DIGITAL FLUXE 62 MINI THERM	Calibración de equipo de inspección											
CH	CALIBRACIÓN Y MANTENIMIENTO DE EQUIPOS DE INSPECCIÓN	EQUIPOS DE INSPECCIÓN	MULTIMETRO MARCA AMPROBE MODELO HD100C	Calibración de equipo de inspección											
CH	CALIBRACIÓN Y MANTENIMIENTO DE EQUIPOS DE INSPECCIÓN	EQUIPOS DE INSPECCIÓN	TELLURIMETRO MARCA KYORITSU MODELO 4105A	Calibración de equipo de inspección											
CH	CALIBRACIÓN Y MANTENIMIENTO DE EQUIPOS DE INSPECCIÓN	EQUIPOS DE INSPECCIÓN	EXTRACTOR DE GASES - LABORATORIO	Mantenimiento de equipos de laboratorio											
CH	CALIBRACIÓN Y MANTENIMIENTO DE EQUIPOS DE INSPECCIÓN	EQUIPOS DE INSPECCIÓN	COLORIMETRO PETROTEST D-15827	Mantenimiento de equipos de laboratorio											
CH	CALIBRACIÓN Y MANTENIMIENTO DE EQUIPOS DE INSPECCIÓN	EQUIPOS DE INSPECCIÓN	VISCOSIMETRO	Mantenimiento de equipos de laboratorio											
CH	CALIBRACIÓN Y MANTENIMIENTO DE EQUIPOS DE INSPECCIÓN	EQUIPOS DE INSPECCIÓN	MEJORADOR DE PUNTO DE INFLAMACION FISHER TAG ASTM D-483	Mantenimiento de equipos de laboratorio											
CH	CALIBRACIÓN Y MANTENIMIENTO DE EQUIPOS DE INSPECCIÓN	EQUIPOS DE INSPECCIÓN	BANJO MARIA - PETROTEST	Mantenimiento de equipos de laboratorio											

- Se puede observar que el Plan de **TDP** no sigue las frecuencias establecidas por el Plan de **PETROPERÚ**, tampoco se encuentran correctamente agrupadas por sistemas.
- El Plan de **TDP** en estructura es completamente distinto al Plan de **PETROPERÚ**, lo que hace compleja la comparación entre las actividades y rubros establecidos en el Plan del demandado.
- En el Plan de **TDP** se puede observar que la descripción desarrollada por el demandante no se condice con lo señalado en el Plan del demandado.

11.- Sistema de facilidades e instalaciones

DEL PLAN DE PETROPERÚ

11.- FACILIDADES E INSTALACIONES

Equipo o instalación	Descripción del Mantenimiento	Frecuencia	Cronograma												Avance	
			Ago	Set	Oct	Nov	Dic	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul		
			P	E	P	E	P	E	P	E	P	E	P	E	P E (%)	
Edificios e Instalaciones	Inspección y Mantenimiento de alarmas en general	Semestral				S						S				
	Limpieza de terminal (Deshierve-optional)	Trimestral	T			T			T			T				
	Mantenimiento y limpieza de casetas, SSHH(ContraVTerminal)	Semanal	W	W	W	W	W	W	W	W	W	W	W	W		
	Mantenimiento y limpieza de ALMACENES	Semestral				S										
	Mantto preventivo de Pintura de Oficinas y Almacenes	Semestral				S						S				
	Mantto. de cercos perimétricos	Trimestral	T			T			T			T				
	Insp. y Mto. Prev. del alumb. y tomacor. de edificaciones	Semestral				S						S				
	Mantto. De panel luminoso de entrada de terminal	Anual							T				A			
	Mantto de equipos de Aire Acondicionado	Semestral				S						S				
	Mantto preventivo de pistas y veredas	Anual										A				
Jardines	Mejoras, Modificaciones, Reparaciones en Edificios y Oficinas	Anual										S				
	Fumigación	Semestral				S						S				
	Mantenimiento y limpieza	Mensual	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M		
Sist. De Agua y Desagüe	Reparaciones, modificaciones y mejoras	Trimestral	T			T			T			T				
	Mantto. Tanque/cisterna de agua para oficinas	Anual										A				
	Mto preventivo de electrobombas de agua para oficinas (otras)	Semestral				S						S				
	Mantto de red de agua, incluyendo bombas, conexiones, etc.	Semestral				S						S				
	Mantto de red de desagüe, incluyendo buzones y conexiones, etc.	Semestral				S						S				

DEL PLAN DE TDP

PROGRAMA DE MANTENIMIENTO 2022																
TERMINAL	PROGRAMA	SISTEMA	DESCRIPCIÓN ACTIVO A MANTENER	DESCRIPCIÓN TRABAJO	2022											
					Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Agó	Set	Oct	Nov	Dic
					P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P
CH	MANTENIMIENTO DE EDIFICACIONES	EDIFICACIONES E INSTALACIONES	SISTEMA DE AIRE ACONDICIONADO	Mantenimiento del sistema de aire acondicionado					P							P
CH	MANTENIMIENTO DE EDIFICACIONES	EDIFICACIONES E INSTALACIONES	OFICINAS ADMINISTRATIVAS	Mantenimiento del sistema de iluminación y tomacorrientes										P		
CH	MANTENIMIENTO DE EDIFICACIONES	EDIFICACIONES E INSTALACIONES	OFICINAS ADMINISTRATIVAS	Mantenimiento de oficinas y almacenes												P
CH	MANTENIMIENTO DE EDIFICACIONES	SISTEMA LUCHA CONTRA INCENDIO	ANUNCIADOR REMOTO SISTEMA DE DETECCIÓN DE HUMO	Mantenimiento anunciador remoto									P		P	
CH	MANTENIMIENTO DE EDIFICACIONES	SISTEMA LUCHA CONTRA INCENDIO	ROUTA DE DETECTORES DE HUMO	Mantenimiento del sistema de detección de humo									P		P	
CH	MANTENIMIENTO DE EDIFICACIONES	SISTEMA LUCHA CONTRA INCENDIO	ROUTA DE ESTACIONES MANUALES	Mantenimiento de estación manual									P			
CH	MANTENIMIENTO DE EDIFICACIONES	SISTEMA LUCHA CONTRA INCENDIO	ROUTA DE MODULOS DE MONITOREO	Mantenimiento de modulo de monitoreo									P			
CH	MANTENIMIENTO DE EDIFICACIONES	SISTEMA LUCHA CONTRA INCENDIO	ROUTA DE NAC EXTENDER	Mantenimiento de extensor NAC									P			
CH	MANTENIMIENTO DE EDIFICACIONES	EDIFICACIONES E INSTALACIONES	ALARMA SONORA	Mantenimiento de alarma sonora										P		
CH	MANTENIMIENTO DE EDIFICACIONES	EDIFICACIONES E INSTALACIONES	OFICINAS ADMINISTRATIVAS	Fumigación de ambientes del terminal						P						
CH	MANTENIMIENTO DE EDIFICACIONES	EDIFICACIONES E INSTALACIONES	EDIFICIO MAYORISTAS	Fumigación de ambientes del terminal											P	
CH	MANTENIMIENTO DE EDIFICACIONES	EDIFICACIONES E INSTALACIONES	OTRAS INSTALACIONES	Fumigación de ambientes del terminal											P	
CH	MANTENIMIENTO DE EDIFICACIONES	EDIFICACIONES E INSTALACIONES	MURO PERIMETRICO DEL TERMINAL	Mantenimiento de muro perimétrico												P
CH	MANTENIMIENTO DE EDIFICACIONES	SISTEMA DE TANQUES Y LINEAS	ZONA ESTANCA 1	Corte de maleza y aplicación de herbicida				P						P		
CH	MANTENIMIENTO DE EDIFICACIONES	SISTEMA DE TANQUES Y LINEAS	ZONA ESTANCA 2	Corte de maleza y aplicación de herbicida				P						P		
CH	MANTENIMIENTO DE EDIFICACIONES	SISTEMA DE TANQUES Y LINEAS	ZONA ESTANCA 3	Corte de maleza y aplicación de herbicida				P						P		
CH	MANTENIMIENTO DE EDIFICACIONES	EDIFICACIONES E INSTALACIONES	PISTA, VIAS Y VEREDAS DEL TERMINAL	Mantenimiento de pistas y veredas del terminal												P
CH	MANTENIMIENTO DE EDIFICACIONES	EDIFICACIONES E INSTALACIONES	TANQUE DE ADITIVO DE AGUA PARA OFICINAS	Mantenimiento de tanque de agua para oficinas												P

- Se puede observar que el Plan de **TDP** no sigue las frecuencias establecidas por el Plan de **PETROPERÚ**, tampoco se encuentran correctamente agrupadas por sistemas, toda vez que se puede advertir que los sistemas están mezclados en los cuadros, así podemos ver el sistema de lucha contra incendios junto al sistema de tanques y líneas, así como el sistema de edificaciones e instalaciones en el mismo cuadro.
- El Plan de **TDP** en estructura es completamente distinto al Plan de **PETROPERÚ**, lo que hace compleja la comparación entre las actividades y rubros establecidos en el Plan del demandado.
- En el Plan de **TDP** se puede observar que la descripción desarrollada por el demandante no se condice con lo señalado por el demandado.

Respecto al resultado en la comparación entre los Planes de **TDP** y el Manual de **PETROPERÚ** de Terminales del Norte (Chimbote)

Terminales del Norte¹¹⁰ (Chimbote) del año 2015:

¿**TDP** cumple con lo pactado contractualmente con **PETROPERÚ** en el Manual C-022 para Chimbote 2015?

NO cumple.

¹¹⁰ Ver Anexo de PETROPERÚ «C-022».

El plan **TDP** 2015 Chimbote presenta un INCUMPLIMIENTO CRÍTICO: el Sistema 9 Protección Catódica de Tanques está declarado EXPLÍCITAMENTE como "No está implementado" — afectando 3 actividades exigidas por el Manual de **PETROPERÚ** (Inspección Anual + Toma de Potenciales Anual + Rectificadores cada 3 años). Este es un incumplimiento documentado por el propio **TDP**.

Comparando el Plan Anual de Mantenimiento 2015 (**TDP**) con el Anexo C-022 (Manual de Inspección y Mantenimiento del Terminal de Chimbote de **PETROPERÚ**), se identifican veinte (20) omisiones de actividades exigidas, doce (12) diferencias de denominación o alcance reducido, y tres (3) incumplimientos críticos de programación (Protección Catódica de Tanques no implementada + Certificado Insp. Subacuática Tuberías Submarinas listado, pero no programado + Certificado Emisor Submarino listado, pero no programado).

Hallazgos destacados: (a) INCUMPLIMIENTO CRÍTICO Sistema 9: **TDP** declara explícitamente "Protección Catódica de Tanques (No está implementado)" — esto significa que **TDP** reconoce no tener implementadas 3 actividades exigidas por el Manual de **PETROPERÚ** (Inspección Anual + Toma Potenciales Anual + Rectificadores cada 3 años); (b) Sistema 4 Vapor: cobertura COMPLETA y MUY DETALLADA — Caldero (3 actividades, programadas mensualmente), Equipos Auxiliares (6 actividades), 5 calentadores/serpentines cubiertos (Tk1, Tk2, Tk8, Tk9, Tk10) — mejor cobertura que Salaverry 2015 (sólo Tk19), Eten 2015 (3 calentadores) y Supe 2015 (Calentador Tk18 + Serpentin Tk10); (c) Sistema 7 GE: TDP especifica MITSUI explícitamente (4 entradas con "Convenio MITSUI"), el Manual de **PETROPERÚ** no exige marca; (d) Sistema 2 Mantto Mayor: 3 tanques cubiertos (Tk2-R6, Tk9-R500, Tk10-R500) con "Vaciado/apertura/desgasificación + Inspección General + Mantto metalmecánico"; (e) Sistema 3: 17 electrobombas con códigos CH (CH01DB5 a CH18ALC RECEPCION) cubiertas con sus 5 actividades estándar + Mantto correctivo programado; (f) Sistema 1 Recepción: 2 incumplimientos de programación — Certificado Insp. Subacuática Tuberías Submarinas + Certificado Emisor Submarino, ambos listados, pero sin marcas claras de programación; (g) Sistema 8 CI: sólo 1 tanque de agua CI cubierto (vs. 6 en Supe). Mantto Mayor cada 8 años omitido; (h) Sistema 10: sólo 2 actividades genéricas vs. 6 exigidas (mismo patrón que otros terminales 2015); (i) Sistema 11 Facilidades: omite Mantto Casetas/SS.HH. (Trimestral), Limpieza Rutinaria Diaria, Limpieza de canaletas mensual.

A. Incumplimientos críticos:

1. Sistema 9 – Protección Catódica de Tanques: declarada "No está implementado" por **TDP**. Esto omite 3 actividades exigidas por el Manual de **PETROPERÚ** (Inspección y Mantenimiento Anual + Toma de Potenciales Anual + Rectificadores cada 3 años).
2. Sistema 1 – Certificado de Inspección de Seguridad de Tuberías Submarinas (bianual): listado, pero NO programado en el cronograma 2015.

3. Sistema 2 – Certificado de Inspección Emisor Submarino (bianual): listado, pero NO programado en el cronograma de 2015. Patrón "listar pero no programar" similar a otros terminales en 2015.

B. Omisiones de actividades específicas (20 ítems):

1. Sistema 1 – Inspección y mantenimiento de cadenas de tendidos y anclajes (cada 4 años): no programada.
2. Sistema 1 – Reparación general de boyas y boyarines (2 a 4 años): no programada.
3. Sistema 1 – Certificado de Inspección de Seguridad de Boyas (Anual): no programado.
4. Sistema 2 – Cuadro de periodicidades de Limpieza Interior por tipo de producto (Turbo 2 años, Gasolinas/Kerosene 6 años, Diesel/Residuales 8 años): no incluido.
5. Sistema 2 – Líneas de Interconexión: Pruebas Hidrostáticas: líneas sobre superficie cada 2 años: no detalladas.
6. Sistema 4 – Calentadores de Succión: Mantenimiento Mayor cada 8 años: no programado.
7. Sistema 4 – Serpentes de Calentamiento: Mantenimiento Mayor cada 8 años: no programado.
8. Sistema 5 – Mantenimiento al acoplador (4 actividades): no detalladas.
9. Sistema 5 – Rutina de engrasado de juntas giratorias (3 puntos): no programada.
10. Sistema 5 – Evaluación mediante prueba hidrostática al acoplador y manguera + reemplazo de sellos de junta giratoria (4 anuales): no programada.
11. Sistema 5 – Reportes al Propietario (5 reportes): no programados.
12. Sistema 5 – Contrato Anual de Mantenimiento Dampack (2 actividades): no separadas.
13. Sistema 8 – Tanques de Almacenamiento de Agua CI: Mantenimiento Mayor cada 8 años: no programado.
14. Sistema 8 – Certificación del Concentrado de Espuma (anual): no programada.
15. Sistema 8 – Mantenimiento Preventivo de Líneas de Agua y Espuma en Islas de Despacho: no como ítem propio.
16. Sistema 10 – Equipos de cómputo (trimestral): no programados.
17. Sistema 10 – Radios (semestral): no programados.
18. Sistema 10 – Mantenimiento de Fax (semestral): no programado.
19. Sistema 11 – Limpieza Rutinaria de Oficinas e Instalaciones (diaria): no programada.
20. Sistema 11 – Mantenimiento de casetas y SS.HH. (trimestral) + Limpieza de canaletas (mensual): no programada.

C. Diferencias de denominación o alcance reducido (12 ítems):

1. Sistema 2 – Sistemas de Alivio: el Manual de **PETROPERÚ** exige que la frecuencia sea anual, sin embargo, **TDP** establece para el mantenimiento menor de válvulas adyacentes una frecuencia semestral.
2. Sistema 2 – Resane exterior pintura tanques: el Manual de **PETROPERÚ** exige que la frecuencia sea anual, y **TDP** establece una frecuencia semestral.
3. Sistema 2 – Líneas de Interconexión: pruebas hidrostáticas específicas no detalladas.
4. Sistema 5 – Contrato Anual de Mantenimiento de Equipos Electrónicos: 6 actividades exigidas, **TDP** cubre 3.
5. Sistema 5 – Verificaciones de Líneas y Filtros: cubierto sin separar diario/bimensual.
6. Sistema 5 – Diagnóstico Dampack: cubierto parcialmente (5 actividades).
7. Sistema 5 – Verificaciones en tanque de aditivos: cubierto parcialmente (7 actividades).
8. Sistema 5 – Verificaciones en sensores de nivel: cubierto parcialmente (5 actividades).
9. Sistema 5 – Mantenimiento de electrobombas aditivos: 12 actividades exigidas, **TDP** cubre 5.
10. Sistema 5 – Verificaciones DANLOAD/SCULLY/PLC: 6/5/7 actividades exigidas, **TDP** cubre 3/4/3.
11. Sistema 6 – Sistema de Puestas a Tierra: 3 actividades exigidas, **TDP** cubre 1.
12. Sistema 8 – Tanques de almacenamiento de agua CI: sólo un (1) tanque cubierto.
13. Sistema 10 – Adquisición de instrumentos de calibración: cronograma con marca sólo en enero.
14. Sistema 11 – Mantenimiento de áreas verdes: el Manual de **PETROPERÚ** exige una frecuencia semanal; sin embargo, **TDP** no establece una frecuencia semanal.

Terminales del Norte¹¹¹ (Chimbote) del año 2017:

¿**TDP** cumple con lo pactado contractualmente con **PETROPERÚ** en el Manual C-022 para Chimbote 2017?

NO cumple.

El plan **TDP** 2017 Chimbote SOSTIENE el INCUMPLIMIENTO CRÍTICO sostenido del Sistema 9 (Protección Catódica de Tanques sigue sin estar implementada — 3 actividades exigidas omitidas).

Comparando el Plan Anual de Mantenimiento 2017 (**TDP**) contra el Anexo C-022 (Manual de Inspección y Mantenimiento del Terminal de Chimbote de **PETROPERÚ**), se identifican diecisiete (17) omisiones de actividades exigidas, doce (12) diferencias de

¹¹¹ Ver Anexo de **PETROPERÚ** «C-022».

denominación o alcance reducido, y tres (3) incumplimientos críticos sostenidos: Sistema 9 Protección Catódica de Tanques no implementado (3 actividades omitidas).

Hallazgos destacados: (a) INCUMPLIMIENTO CRÍTICO Sistema 9 sostenido: **TDP** 2017 Chimbote NO lista actividad para Protección Catódica de Tanques. En 2015 declaraba explícitamente "No está implementado"; en 2017 simplemente omite la sección. Continúa sin cumplir con las 3 actividades exigidas por el Manual de **PETROPERÚ** (Inspección Anual + Toma de Potenciales Anual + Rectificadores cada 3 años); (b) RETROCESO. Cambios capacidades: Tk1 de 11.9 a 12.57 MB, Tk2 de 28.2 a 29.6 MB; (f) Sistema 2 Tanques: cambios denominación importantes — Tk5 (DB6 → DB5-S50), Tk8 (R500 → DB5-S50), Tk12 (G84 → G90), Tk14 (DB5 → DB5-S50); (g) Sistema 3: 18 electrobombas (vs. 17 en 2015) con códigos completamente nuevos (CH VARIOS 01, CH DB5 02-PP, CH DB5S50 03-RLP, CH DB5 04-PP, CH G90 05, CH ALC 06, CH ALC 07, CH PI500-08, CH PI6-09, CH RECPALC 10, CH TRAS 11-13, CH CILPAT 14, CH P01 15, CH P03 16, CH SUM 17, CH AGUAOF 18); (h) RETROCEDE en Tranqueras Eléctricas (omitidas vs. 2015); (i) Sistema 10: sólo 2 actividades genéricas (sostenido vs. 2015), pero incluye «Adquisición Instrumentos Calibración» como ítem específico; (j) Sistema 1 Recepción: omite Certificado Insp. Subacuática Líneas Submarinas (retroceso vs. 2015 que sí lo listaba, aunque no programaba); (k) OMISIONES SOSTENIDAS DESDE 2015: cuadro de periodicidades por producto, Reparación general de boyas, Certificado de Inspección de Seguridad de Boyas Anual, Reportes al Propietario, Mantto al acoplador, Rutina de engrasado, Certificación de Concentrado de Espuma, Limpieza de canaletas Mensual, Limpieza Rutinaria Diaria.

RETROCESOS VS. PLAN 2015:

(1) Sistema 1: omite Certificado Insp. Subacuática Líneas Submarinas (presentes en 2015 aunque no programadas). (2) Sistema 2 Mantto Mayor: sólo 2 tanques cubiertos (vs. 3 en 2015). (3) Sistema 4 Vapor: cubre 4 calentadores/serpentines (vs. 5 en 2015 — perdió Tk8). (4) Sistema 11: omite Tranqueras Eléctricas (presentes en 2015). (5) Sistema 9 Protección Catódica de Tanques: SOSTIENE incumplimiento crítico de 2015.

CAMBIO DE DENOMINACIÓN CRÍTICO SISTEMA 7 GE:

TDP cambia el grupo electrógeno: plan 2015 listaba «Mantenimiento preventivo de GG.EE – MITSUI» + «Convenio MITSUI». El Plan 2017 elimina la referencia a MITSUI y usa «GG.EE» sin marca + «Convenio PAT». El Manual de **PETROPERÚ** no exige marca específica, así que no constituye incumplimiento al manual; sin embargo, es un cambio relevante a documentar respecto al plan plurianual. NOTA: PAT también es la denominación usada para el contratista de Motobombas CI en planes de Chimbote.

A. Incumplimientos críticos sostenidos:

1. Sistema 9 – Protección Catódica de Tanques: Inspección y Mantenimiento Preventivo anual: omitida (sostenido vs. 2015 que declaraba "No está implementado").

2. Sistema 9 – Protección Catódica de Tanques: Toma de Potenciales Anual: omitida.
3. Sistema 9 – Protección Catódica de Tanques: Rectificadores cada 3 años: omitida.

B. Omisiones de actividades específicas (17 ítems):

1. Sistema 1 – Inspección y mantenimiento de cadenas de tendidos y anclajes (cada 4 años): no programada (sostenida).
2. Sistema 1 – Reparación general de boyas y boyarines (2 a 4 años): no programada.
3. Sistema 1 – Certificado de Inspección de Seguridad de Boyas (anual): no programado (sostenido).
4. Sistema 1 – Certificado de Inspección de Seguridad de Tuberías Submarinas (bianual): no programado (retroceso vs. 2015).
5. Sistema 2 – Cuadro de periodicidades de Limpieza Interior por tipo de producto (Turbo 2 años, Gasolinas 6 años, Diesel 8 años): no incluido (sostenido).
6. Sistema 2 – Líneas de Interconexión: Pruebas Hidrostáticas: líneas sobre superficie cada 2 años: no detalladas.
7. Sistema 4 – Calentadores de Succión: Mantenimiento Mayor cada 8 años: no programado (sostenido).
8. Sistema 4 – Serpentes de Calentamiento: Mantenimiento Mayor cada 8 años: no programado (sostenido).
9. Sistema 5 – Mantenimiento al acoplador (4 actividades): no detalladas (sostenidas).
10. Sistema 5 – Rutina de engrasado de juntas giratorias (3 puntos): no programada (sostenida).
11. Sistema 5 – Evaluación mediante prueba hidrostática al acoplador y manguera + reemplazo de sellos de junta giratoria (4 anuales): no programada (sostenida).
12. Sistema 5 – Reportes al Propietario (5 reportes): no programados (sostenidos).
13. Sistema 5 – Contrato Anual de Mantenimiento Dampack (2 actividades): no separadas (sostenido).
14. Sistema 8 – Certificación del Concentrado de Espuma (anual): no programada (sostenida).
15. Sistema 10 – Equipos de cómputo (trimestral): no programados específicamente (sostenido).
16. Sistema 10 – Radios (semestral): no programados (sostenido).
17. Sistema 10 – Mantenimiento de Fax (semestral): no programado (sostenido).
18. Sistema 11 – Tranqueras Eléctricas (semestral): no programadas (retroceso vs. 2015).
19. Sistema 11 – Limpieza Rutinaria de Oficinas e Instalaciones (diaria): no programada (sostenida).
20. Sistema 11 – Limpieza de canaletas (mensual): no programada (sostenida).

C. Diferencias de denominación o alcance reducido (12 ítems):

1. Sistema 2 – Sistemas de Alivio: el Manual de **PETROPERÚ** exige una frecuencia anual, sin embargo, **TDP** establece una frecuencia semestral.
2. Sistema 2 – Resane exterior pintura tanques: establecido por **TDP** con una frecuencia semestral en lugar de anual.
3. Sistema 2 – Líneas de Interconexión: pruebas hidrostáticas específicas no detalladas.
4. Sistema 2 – Mantto Mayor: solo 2 tanques (vs. 3 en 2015).
5. Sistema 4 – Calentadores de Succión: 2 calentadores cubiertos (vs. 3 en 2015).
6. Sistema 5 – Contrato Anual Equipos Electrónicos: 6 actividades exigidas, **TDP** cubre 3.
7. Sistema 5 – Verificaciones de Líneas y Filtros: cubierto sin separar diario/bimensual.
8. Sistema 5 – Diagnóstico Dampack/Tanque aditivos/Sensores nivel/Electrobombas aditivos: cubierto parcialmente.
9. Sistema 5 – Verificaciones DANLOAD/SCULLY/PLC: 6/5/7 actividades exigidas, **TDP** cubre 3/4/3.
10. Sistema 6 – Sistema de Puestas a Tierra: 3 actividades exigidas, **TDP** cubre 1.
11. Sistema 7 – Cambio de denominación de marca: GG.EE-MITSUI → GG.EE-PAT.
12. Sistema 11 – Mantenimiento de áreas verdes: el Manual de **PETROPERÚ** exige una frecuencia semanal, pero **TDP** no evidencia la aplicación de dicha frecuencia.

Terminales del Norte¹¹² (Chimbote) del año 2018:

¿**TDP** cumple con lo pactado contractualmente con **PETROPERÚ** en el Manual C-022 para Chimbote 2018?

NO cumple.

El plan **TDP** 2018 Chimbote **SOSTIENE** el **INCUMPLIMIENTO CRÍTICO** histórico del Sistema 9 Protección Catódica de Tanques (sin implementar desde 2015). Adicionalmente presenta **RETROCESO CRÍTICO** en Sistema 8 (Mantto Mayor del Tanque CI 20 cubierto en 2017 ahora omitido) y **RETROCESO ESTRUCTURAL** en Sistema 11 — sección completa de Edificaciones e Instalaciones **AUSENTE** como página detallada en el plan (afectando 14+ actividades).

Comparando el Plan Anual de Mantenimiento 2018 (**TDP**) el Anexo C-022 (Manual de Inspección y Mantenimiento del Terminal de Chimbote de **PETROPERÚ**), se identifican treinta (30) omisiones de actividades exigidas, doce (12) diferencias de denominación o alcance reducido, y cinco (5) incumplimientos críticos: 3 sostenidos del Sistema 9 (Protección

¹¹² Ver Anexo de **PETROPERÚ** «C-022».

Catódica de Tanques no implementada) + 1 nuevo en Sistema 8 (Mantto Mayor Tanque CI omitido) + 1 estructural (sección Sistema 11 ausente).

Hallazgos destacados: (a) INCUMPLIMIENTO CRÍTICO sostenido Sistema 9: **TDP** 2018 Chimbote NO lista actividad para Protección Catódica de Tanques (sostenido vs. 2017 que omitió y 2015 que declaraba "No está implementado"). Continúa sin cumplir con las 3 actividades exigidas por el Manual de **PETROPERÚ** (Inspección Anual + Toma de Potenciales Anual + Rectificadores cada 3 años); (b) RETROCESO CRÍTICO Sistema 8 CI: el Mantto Mayor del Tanque 20 AGUA CI 20.0 MB (Vaciado/apertura/desgasificación + Inspección General + Mantto metalmecánico) que SE PROGRAMÓ en 2017 ahora se OMITE en 2018. También se elimina "Tanque 14 DB5-S50 28.2 MB con Habilitación temporal almacenamiento agua CI". Sólo aparecen "Tanque Agua CI" + "Tanque de Espuma" genéricos; (c) RETROCESO ESTRUCTURAL Sistema 11 Edificaciones: el plan TDP 2018 NO incluye una página dedicada al Sistema 11 (a diferencia de 2017 que sí la tenía con 13 ítems detallados: Mantto Casetas/SS.HH, Pintura Oficinas/Almacenes, CCTV, Tranqueras, Aire Acondicionado, Fumigación, Cercos perimétricos, Alumbrado/tomacorrientes, Panel luminoso, Pistas/veredas, Mejoras Edificios, Jardines, Sist. Agua/desagüe). El resumen ponderado pág. 21 SÍ muestra "Edif. y Facilidad Complem" alcanzando 100% pero sin sección detallada de actividades programadas; (d) OMISIONES SOSTENIDAS DESDE 2015: cuadro de periodicidades por producto, Reparación general boyas, Certificado Inspección Seguridad Boyas Anual, Certificado Subacuática Tuberías, Reportes al Propietario, Mantto al acoplador, Rutina engrasado, Certificación Concentrado Espuma.

RETROCESOS CRÍTICOS VS. PLAN 2017:

(1) Sistema 8 CI: el Mantto Mayor del Tanque 20 AGUA CI 20.0 MB (Vaciado/apertura/desgasificación + Inspección General + Mantto metalmecánico) que SE PROGRAMÓ en 2017 ahora se OMITE en 2018. (2) Sistema 11 Edificaciones: SECCIÓN COMPLETAMENTE AUSENTE como página detallada — afecta más de 14 actividades específicas (Mantto Casetas/SS.HH, Pintura Oficinas, CCTV, Tranqueras, Aire Acondicionado, Fumigación, Cercos, Alumbrado/tomacorrientes, Panel luminoso, Pistas/veredas, Edificios/Oficinas, Jardines, Sist. Agua/desagüe) que en 2017 sí estaban detalladas. (3) Sistema 9 Protección Catódica de Tanques: SOSTIENE incumplimiento crítico de 2015 y 2017 (3 actividades omitidas).

CAMBIO DE DENOMINACIÓN SOSTENIDO SISTEMA 7 GE:

TDP 2018 sostiene el cambio iniciado en 2017: pasó de «Mantenimiento preventivo de GG.EE – MITSUI» + «Convenio MITSUI» a «GG.EE» sin marca + «Convenio PAT» en 2017 y 2018. El Manual de **PETROPERÚ** no exige marca específica, así que no constituye incumplimiento del manual; sin embargo, es un cambio relevante a documentar respecto al plan plurianual que sí especificaba MITSUI.

A. Incumplimientos críticos:

1. Sistema 9 – Protección Catódica de Tanques: Inspección y Mantenimiento Preventivo anual: omitida (sostenido vs. 2015 y 2017).
2. Sistema 9 – Protección Catódica de Tanques: Toma de Potenciales Anual: omitida (sostenido).
3. Sistema 9 – Protección Catódica de Tanques: Rectificadores cada 3 años: omitida (sostenida).
4. Sistema 8 – Manto Mayor del Tanque CI cada 8 años: omitido (RETROCESO crítico vs. 2017 que SÍ lo programó para Tanque 20 AGUA CI 20.0 MB).
5. Sistema 11 – Sección completa Edificaciones e Instalaciones: AUSENTE como página detallada en el plan (afecta más de 14 actividades específicas — RETROCESO estructural vs. 2017).

B. Omisiones de actividades específicas (30 ítems):

1. Sistema 1 – Inspección y mantenimiento de cadenas de tendidos y anclajes (cada 4 años): no programada (sostenida).
2. Sistema 1 – Reparación general de boyas y boyarines (2 a 4 años): no programada (sostenida).
3. Sistema 1 – Certificado de Inspección de Seguridad de Boyas (Anual): no programado (sostenido).
4. Sistema 1 – Certificado de Inspección Subacuática Tuberías Submarinas (bianual): no programado (sostenido vs. 2017).
5. Sistema 2 – Cuadro de periodicidades de Limpieza Interior por tipo de producto: no incluido (sostenido).
6. Sistema 2 – Líneas de Interconexión: Pruebas Hidrostáticas: líneas sobre superficie cada 2 años: no detalladas.
7. Sistema 4 – Calentadores de Succión: Mantenimiento Mayor cada 8 años: no programado (sostenido).
8. Sistema 4 – Serpentes de Calentamiento: Mantenimiento Mayor cada 8 años: no programado (sostenido).
9. Sistema 5 – Mantenimiento al acoplador (4 actividades): no detalladas (sostenidas).
10. Sistema 5 – Rutina de engrasado de juntas giratorias (3 puntos): no programada (sostenida).
11. Sistema 5 – Evaluación mediante prueba hidrostática al acoplador y manguera + reemplazo de sellos (4 anuales): no programada.
12. Sistema 5 – Reportes al Propietario (5 reportes): no programados (sostenidos).

13. Sistema 5 – Contrato Anual de Mantenimiento Dampack (2 actividades): no separadas (sostenido).
14. Sistema 8 – Certificación del Concentrado de Espuma (anual): no programada (sostenida).
15. Sistema 10 – Equipos de cómputo (trimestral): no programados específicamente (sostenido).
16. Sistema 10 – Radios (Semestral): no programados (sostenido).
17. Sistema 10 – Mantenimiento de Fax (Semestral): no programado (sostenido).
18. Sistema 10 – Mantenimiento de alarmas sonoras: no se evidencia (retroceso vs. 2017).
19. Sistema 11 – Tranqueras Eléctricas: omitidas (sección completa ausente).
20. Sistema 11 – Limpieza Rutinaria de Oficinas e Instalaciones: omitida (sección ausente).
21. Sistema 11 – Mantenimiento de casetas y SS.HH.: omitido (retroceso vs. 2017 que lo programaba).
22. Sistema 11 – Mantenimiento de Sistema de Agua y Desagüe: omitido (retroceso vs. 2017).
23. Sistema 11 – Fumigación: omitida (retroceso vs. 2017).
24. Sistema 11 – Mantenimiento de equipos de aire acondicionado: omitido (retroceso vs. 2017).
25. Sistema 11 – Mantenimiento de áreas verdes (Jardines): omitido (retroceso vs. 2017).
26. Sistema 11 – Limpieza de canaletas: omitida (sostenida).
27. Sistema 11 – Inspección y mantenimiento de alumbrado y tomacorrientes de edificaciones: omitido (retroceso vs. 2017).
28. Sistema 11 – Mantenimiento del panel luminoso: omitido (retroceso vs. 2017).
29. Sistema 11 – Mantenimiento de cercos perimétricos: omitido (retroceso vs. 2017).
30. Sistema 11 – Mantto Pintura Oficinas/Almacenes + Sistema CCTV + Tanque elevado de agua: todos omitidos (retroceso vs. 2017).

C. Diferencias de denominación o alcance reducido (12 ítems):

1. Sistema 2 – Sistemas de Alivio: el Manual de **PETROPERÚ** exige una frecuencia anual, sin embargo, **TDP** establece una frecuencia semestral.
2. Sistema 2 – Resane exterior pintura tanques: TDP establece una frecuencia semestral en lugar de anual.
3. Sistema 2 – Líneas de Interconexión: pruebas hidrostáticas específicas no detalladas.
4. Sistema 4 – Calentadores de Succión: 2 calentadores cubiertos (vs. 3 en 2015).
5. Sistema 5 – Contrato Anual Equipos Electrónicos: 6 actividades exigidas, TDP cubre 3.
6. Sistema 5 – Verificaciones de Líneas y Filtros: cubierto sin separar diario/bimensual.

7. Sistema 5 – Diagnóstico Dampack/Tanque aditivos/Sensores nivel/Electrobombas aditivos: cubierto parcialmente.
8. Sistema 5 – Verificaciones DANLOAD/SCULLY/PLC: 6/5/7 actividades exigidas, **TDP** cubre 3/4/3.
9. Sistema 6 – Sistema de Puestas a Tierra: 3 actividades exigidas, **TDP** cubre 1.
10. Sistema 7 – Cambio de denominación de marca (sostenido): GG.EE-MITSUI → GG.EE-PAT.
11. Sistema 8 – Tanques de almacenamiento de agua CI: sólo establecido en un (1) tanque en comparación con los dos señalados en 2017 (Tanque 20 + Tanque 14 con habilitación temporal).
12. Sistema 11 – Cambio estructural: ausencia de sección detallada con frecuencias específicas.

Terminales del Norte¹¹³ (Chimbote) del año 2022:

¿**TDP** cumple con lo pactado en el contrato celebrado con **PETROPERÚ** en el Manual C-022 para Chimbote 2022?

NO cumple.

El plan 2022 **SOSTIENE** el **INCUMPLIMIENTO CRÍTICO** histórico del Sistema 9 Protección Catódica de Tanques (8 años de incumplimiento desde 2015), agrega **RETROCESO** crítico en Sistema 2 Mantto Mayor (5 tanques cubiertos en 2018 ahora omitidos), retroceso en Sistema 8 (Mantenimiento Mayor Tanque CI 20 cubierto en 2017 sigue omitido), omisión completa del Emisor Submarino.

Comparando el Plan de Mantenimiento 2022 (**TDP**), contra el Anexo C-022 (Manual de Inspección y Mantenimiento del Terminal de Chimbote de **PETROPERÚ**), se identifican treinta (30) omisiones de actividades exigidas, quince (15) diferencias de denominación o alcance reducido, y CINCO (5) incumplimientos críticos: 3 sostenidos del Sistema 9 (Protección Catódica de Tanques no implementada — 8 años) + 1 sostenido en Sistema 8 (Mantto Mayor Tanque CI omitido) + 1 nuevo en Sistema 2 (Mantto Mayor de Tanques omitido — retroceso vs. 2018).

Hallazgos destacados: (a) **INCUMPLIMIENTO CRÍTICO** Sistema 9 sostenido — 8 años: **TDP** 2022 NO lista actividad para Protección Catódica de Tanques. Patrón sostenido desde 2015 (declarada "No implementada"), 2017 (omitida), 2018 (omitida) y 2022 (omitida). **DIFERENCIA** crítica vs. Supe 2022 que SÍ incluyó Mantenimiento de Fondo de Tanques + Rectificador GOOD ALL; (b) **RETROCESO CRÍTICO** Sistema 2: NO lista una sección específica de «Mantenimiento Mayor de Tanques» con desgasificación. Plan 2018 cubría 5

¹¹³ Ver Anexo de PETROPERÚ «C-022».

tanques (Tk2, Tk5, Tk14, Tk15, Tk16). Plan 2022 omite completamente; (d) RETROCESO Sistema 2 Emisor Submarino: NO lista una sección específica del Emisor Submarino con 4-6 actividades que sí estaban en planes 2015, 2017 y 2018. Sólo Chimbote 2022 mantiene Vapor, pero pierde Emisor Submarino — patrón opuesto al de Vapor; (e) Sistema 8 CI Mantto Mayor del Tanque CI: SOSTIENE retroceso de 2018 (no programa Mantenimiento Mayor cada 8 años). Sólo aparece Tanque 20 con actividades preventivas básicas; (f) Sistema 7 GE: CAMBIO crítico de marca — TDP cambia de MITSUI (plan 2015) → GG.EE sin marca + Convenio PAT (2017/2018) → CUMMINS POWER GENERATOR INC. 175DGFB (2022). Patrón consistente con Eten/Salaverry/Supe 2022. El Manual de **PETROPERÚ** no exige marca; (g) NO recupera "Mantenimiento Casetas/SS.HH" (presente en 2017, ausente en 2018 y 2022) ni Tranqueras Eléctricas; (h) OMISIONES SOSTENIDAS DESDE 2015: cuadro periodicidades por producto, Reparación general boyas, Certificado Inspección Seguridad Boyas Anual, Reportes al Propietario, Certificación Concentrado Espuma; (m) Sistema 8 CI: solo Tanque 20 cubierto (vs. Tanque 12 + Tanque 13 en Supe 2022) — menor cobertura tanques agua CI.

RETROCESOS IMPORTANTES VS. PLANES 2015-2018:

(1) Sistema 2 Mantenimiento Mayor: NO lista una sección específica de «Mantenimiento Mayor de Tanques» con desgaseificación. Plan 2018 cubría 5 tanques (Tk2, Tk5, Tk14, Tk15, Tk16). Plan 2022 omite. RETROCESO crítico. (2) Sistema 2 Emisor Submarino: 4-6 actividades omitidas — sí estaban en los planes de 2015, 2017 y 2018 (Mantenimiento del sistema de bombeo al mar, Mantenimiento del sistema de detección de grasas, Mantenimiento del medidor de flujo, Inspección de hermeticidad, Certificado bianual, Mantenimiento de líneas y equipos auxiliares). (3) Sistema 8 CI: el Mantenimiento Mayor del Tanque 20 AGUA CI 20.0 MB (cubierto en 2017) sigue omitido (sostenido desde 2018). (4) Sistema 9 Protección Catódica de Tanques: SOSTIENE incumplimiento crítico de 8 años. (5) Sistema 4 Vapor: omite las 6 actividades específicas de Equipos Auxiliares de Vapor (Sistema Tratamiento Agua-Tanques Ablandadores, Electrobomba Hidroneumática/Caldero/Combustible, Compresor, Líneas Vapor, Estaciones Condensado) que sí estaban en los planes 2015-2018. (6) Sistema 5: brazos de descarga de alcohol omitidos. (7) Sistema 3: Mantto Correctivo Programado y Megado de líneas no listadas. (8) Sistema 11: omite Mantto Casetas/SS.HH (presente en 2017, ausente desde 2018) y Tranqueras Eléctricas (presente en 2015) y Panel Luminoso.

CAMBIO DE MARCA CRÍTICO SISTEMA 7 GE — PATRÓN HISTÓRICO:

El grupo electrógeno de Chimbote cambia de proveedor en cada plan analizado: 2015 → MITSUI explícito (4 entradas con "Convenio MITSUI"); 2017 y 2018 → GG.EE sin marca + Convenio PAT (sin referencia MITSUI); 2022 → CUMMINS POWER GENERATOR INC. 175DGFB. Patrón 2022 consistente con Eten/Salaverry/Supe 2022 que también listan CUMMINS. El Manual de **PETROPERÚ** no exige marca específica, así que no constituye

incumplimiento del manual; sin embargo, es un cambio relevante a documentar respecto al plan plurianual.

A. Incumplimientos críticos:

1. Sistema 9 – Protección Catódica de Tanques: Inspección y Mantenimiento Anual: omitidas (sostenidas desde 2015 — 8 años de incumplimiento crítico).
2. Sistema 9 – Protección Catódica de Tanques: Toma de Potenciales Anual: omitida (sostenida desde 2015).
3. Sistema 9 – Protección Catódica de Tanques: Rectificadores cada 3 años: omitida (sostenida desde 2015).
4. Sistema 2 – Mantto Mayor de Tanques cada 5/6/8 años: actividad omitida completamente (retroceso crítico — vs 2018 que cubría 5 tanques con vaciado/desgasificación/inspección/mantenimiento metalmecánico).
5. Sistema 8 – Mantto Mayor del Tanque CI cada 8 años: omitido (sostenido vs 2018, retroceso vs 2017 que SÍ programaba para Tanque 20 AGUA CI 20.0 MB).

B. Omisiones de actividades específicas (30 ítems):

1. Sistema 1 – Reparación general de boyas y boyarines (2 a 4 años): no programada (sostenida desde 2015).
2. Sistema 1 – Certificado de Inspección de Seguridad de Boyas (Anual): no programado (sostenido desde 2015).
3. Sistema 1 – Certificado de Inspección Subacuática Tuberías Submarinas (bianual): no programado (sostenido).
4. Sistema 2 – Cuadro de periodicidades de Limpieza Interior por tipo de producto (Turbo 2 años, Gasolinas 6 años, Diesel 8 años): no incluido (sostenido desde 2015).
5. Sistema 2 – Líneas de Interconexión: Pruebas Hidrostáticas: líneas sobre superficie cada 2 años: no detalladas.
6. Sistema 2 – Líneas de Interconexión: Resane Exterior de Pintura Anual: no programado.
7. Sistema 2 – Emisor Submarino: Prueba de Hermeticidad Anual: omitida (retroceso vs. 2018).
8. Sistema 2 – Emisor Submarino: Certificado bianual: omitido (retroceso vs. 2018).
9. Sistema 2 – Emisor Submarino: Equipos de Bombeo, Sistema de Efluentes: omitido (retroceso vs. 2018).
10. Sistema 3 – Control de parámetros (presión, voltaje, amperaje, vibraciones) Diario: no programada como ítem propio (retroceso vs. 2015-2018).
11. Sistema 3 – Mantenimiento Correctivo Programado: no listado explícitamente (retroceso vs. 2015-2018).
12. Sistema 3 – Megado de líneas de alimentación eléctrica: no programado.

13. Sistema 4 – Equipos Auxiliares Vapor: 6 actividades específicas omitidas (Sistema Tratamiento Agua, Electrobomba Hidroneumática/Caldero/Combustible, Compresor, Estaciones Condensado) — retroceso vs. 2018.
14. Sistema 4 – Calentadores Mantto Mayor cada 8 años: no programado (sostenido).
15. Sistema 4 – Serpentes Mantto Mayor cada 8 años: no programado (sostenido).
16. Sistema 5 – Inspección General Área de Despacho: 5 actividades mensuales no programadas.
17. Sistema 5 – Brazos de Descarga (Alcohol): 2 actividades no programadas (retroceso vs. 2015-2018).
18. Sistema 5 – Equipos Mec/Electrónicos y Scully (Alcohol) (5 actividades): no programadas (retroceso vs. 2015-2018).
19. Sistema 5 – Reportes al Propietario (5 reportes): no programados (sostenidos desde 2015).
20. Sistema 7 – Inspección general y pruebas de funcionamiento bajo carga del GE con frecuencia semanal: no programada.
21. Sistema 8 – Inspección Caseta Contra incendios (Anual): no programada (retroceso).
22. Sistema 8 – Certificación del Concentrado de Espuma (Anual): no programada (sostenida desde 2015).
23. Sistema 9 – Mantenimiento preventivo/correctivo de circuitos positivos y negativos: omitido (retroceso vs. 2015-2018).
24. Sistema 9 – Mantto preventivo/correctivo de cajas de paso y conexiones: omitido (retroceso vs. 2015-2018).
25. Sistema 9 – Mantenimiento preventivo/correctivo de ánodos/lechos anódicos: omitido (retroceso vs. 2015-2018).
26. Sistema 10 – Equipos de cómputo (Trimestral): no programados.
27. Sistema 10 – Radios (Semestral): no programados.
28. Sistema 10 – Mantenimiento de Fax (Semestral): no programado (sostenido).
29. Sistema 11 – Tranqueras Eléctricas (Semestral): no programadas (sostenido).
30. Sistema 11 – Limpieza Rutinaria de Oficinas e Instalaciones (Diaria): no programada (sostenida).
31. Sistema 11 – Mantenimiento de casetas y SS.HH. (Trimestral): no programada (sostenido vs. 2018, retroceso vs. 2017).
32. Sistema 11 – Mantenimiento de áreas verdes (semanal) y limpieza de canaletas (mensual): no programadas explícitamente.
33. Sistema 11 – Panel luminoso de entrada de terminal: no programado (retroceso).

C. Diferencias de denominación o alcance reducido:

1. Sistema 1 – Sistema de Amarradero: sólo lista de verificación de posicionamiento, no mantenimiento integral semestral.
 2. Sistema 1 – Cadenas de tendidos y anclajes: cubierto sólo como calibración, no mantenimiento integral cada 4 años.
 3. Sistema 1 – Inspección visual Líneas Recepción Tramo Terrestre: frecuencia mensual exigida no se evidencia.
 4. Sistema 1 – Junta Monolítica: frecuencia semestral no evidenciada.
 5. Sistema 2 – Pintura cilindro/escaleras: solo en algunos tanques (5, 8, 9, 16).
 6. Sistema 2 – Líneas de Interconexión: pruebas hidrostáticas específicas no detalladas.
 7. Sistema 2 – Poza de Borra: cubierto parcialmente.
 8. Sistema 4 – Caldero Mantto Rutinario Mensual: no se evidencia patrón mensual (vs. planes anteriores con M cada mes).
 9. Sistema 5 – Sistema de Aditivación en Línea: 7 actividades exigidas, **TDP** cubre 2.
 10. Sistema 5 – Patín de Aditivos: sin marca/producto detallado, electrobombas de patín no listadas.
 11. Sistema 5 – Equipos Control Flujo Mezclado Alcohol: 7 actividades exigidas, parciales.
 12. Sistema 5 – Instrumentos de Medición y Cilindro Patrón: cubierto parcialmente.
 13. Sistema 5 – DANLOADs y SCULLYs: no aparecen específicamente.
 14. Sistema 6 – Sistema de Puestas a Tierra: solo pozos a tierra (parcial).
 15. Sistema 7 – Mantenimiento del motor del GE: subactividades parciales.
 16. Sistema 8 – Tanques de almacenamiento de agua CI: solo el tanque 20 está cubierto (vs. 2 en Supe 2022).
 17. Sistema 8 – Líneas en Islas Despacho: no listadas explícitamente como ítem propio.
 18. Sistema 9 – Denominación distinta («Sistema de Protección Catódica» vs. «Monitoreo de Corrosión»).
 19. Sistema 9 – Líneas Submarinas: registro diario no detallado.
 20. Sistema 11 – Pintura Oficinas/Almacenes: no detallada por separado.
- 144.424. Que, como se puede observar, hay omisiones durante todos los años señalados que han sido sostenidas en el tiempo (debe entenderse sostenidas como escenarios o incumplimientos constantes en el tiempo). Por otra parte, se ha evidenciado una serie de actividades que **TDP** no lista en la elaboración de sus planes (entiéndase listadas como anotadas o incluidas en sus cuadros).
- 144.425. Ahora bien, se advierte de la posición desarrollada por el demandante, que **PETROPERÚ** habría cambiado su comportamiento a partir de 2023, con la finalidad de tomar el control de los Terminales, toda vez que durante 7 años el

comportamiento de las partes era de total cooperación. Sin embargo, se puede observar que desde el año 2015¹¹⁴ en adelante, **PETROPERÚ** advirtió constantemente a **TDP** sobre las irregularidades que presentaba su Plan de mantenimiento como podemos observar a continuación:

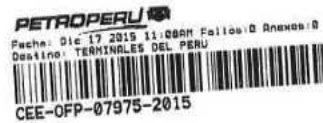


¹¹⁴ Ver Anexos R-36, R-273 y Anexos C-00143, C-00242.

COSE-AA-1263-2015

San Isidro, 14 de diciembre de 2015

Señor:
Franklin Muñoz Junco
Gerente General
TERMINALES DEL PERÚ
Av. Néstor Gambetta 1265
Callao



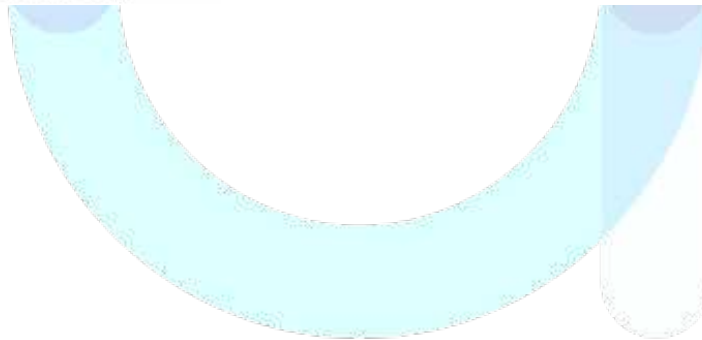
Asunto: Planes de Mantenimiento - Data Room – Terminales del Norte y Centro

De nuestra consideración:

Agradeceremos tener presente que los Manuales y la Información Técnica de cumplimiento obligatorio por parte del Operador, que se hacen referencia en el acápite 8.8 de los Contratos de Operación para los Terminales del Norte y del Centro, corresponden a los que fueron puestos a disposición de los Participantes en el Data Room de los Terminales, dentro de los cuales se encuentran:

- Manuales de Operación.
- Manuales de Mantenimiento.
- Planes de Mantenimiento, que contienen los Planes de Mantenimiento 2014 -2024 de equipos de los Terminales, donde se indican los trabajos de inspección, mantenimiento menor y mayor, y frecuencias de ejecución; preparados en base a los Lineamientos Generales de los Manuales de Mantenimiento.

Hacemos esta precisión en el marco de los acápites 1.1, 8.8 y 13.3.3 de los Contratos de Operación para los Terminales del Norte y del Centro; y del acápite 5.2 de las Bases del Concurso Público para Seleccionar a los Operadores.



COP-5056-2020

San Isidro, 03 de agosto del 2020

Señor
Carlos Ollero
Superintendente Técnico
TERMINALES DEL PERU
Av. Nestor Gambetta N° 1265 - Urbanización Chalaca
Callao

ASUNTO: Plan de Mantenimiento 2020 Terminales del Norte y Centro

REFERENCIA: Cartas N° TP-MANTO-001 (20.01.2020)
N° TP-MANTO-002 (03.02.2020)
N° TP-MANTO-007 (05.06.2020)
N° COP-5018-2020 (02.07.2020)

De nuestra consideración:

Hacemos de conocimiento nuestra preocupación por el avance registrado en el plan de mantenimiento de los Terminales Norte y Centro en el primer trimestre 2020, siendo el mismo de 3.8% vs 20.50% y el de tanques de 6.6% vs 33.60% (avance real vs programado, respectivamente en cada caso).

Asimismo, a la fecha no hemos sido favorecidos con la reprogramación del Plan de Mantenimiento 2020, dado el tiempo transcurrido desde que se levantó la Emergencia Nacional, para el sector hidrocarburos.

Cabe indicar, que de la trazabilidad efectuada con la información recibida mediante las cartas de la referencia, es decir del avance del cuarto trimestre 2019, plan de mantenimiento 2020 y avance del primer trimestre 2020, según lo descrito en nuestro adjunto, se observa:

1. Mantenimiento de tanques no ejecutados en el año 2019, que no han sido considerados en el plan de mantenimiento del presente año, principalmente el mantenimiento y adecuación de tanques (MA), tales como:
 - Terminal Salaverry: Tanque 12 (MA).
 - Terminal Supe: Tanque 15 (MA).
 - Terminal Callao: Tanque 1A (MA), tanque 6A, 7A, 1A, 51, 55, 11, 59, 53 y 54
2. Mantenimiento de tanques 2020, no ejecutados en el 1er trimestre:
 - Terminal Eten: Tanque 18, 17 y 8.
 - Terminal Salaverry: Tanque 17 y 22.
 - Terminal Supe: Tanque 7.
 - Terminal Callao: Tanque 2A (MA), tanque 1 y 6.

Carta N° GDIS-0376-2022

Lima, 22 de marzo de 2022

Señor:
Franklin Muñoz Junco
Gerente General
TERMINALES DEL PERU
Av. Nestor Gambetta 1265 – Callao
Presente -

Asunto : Observaciones al Plan Anual de Mantenimiento 2022 - Contrato de Operación de los Terminales del Norte.

Referencia : (1) Carta TP-MNTO-N°010/2022 (18.02.22)
(2) Carta GDIS-0139-2022 (07.02.22)
(3) Carta TP-MNTO-N°003/2022 (17.01.22)
(4) Carta JPDM-0804-2021 (13.12.21)

De nuestra consideración:

De acuerdo con las cartas de las referencias (1) y (3), se ha revisado el Plan de Mantenimiento 2022 de Terminales del Norte, propuesto por su Representada. Como resultado de la revisión, le comunicamos que se mantiene nuestra observación indicada en la carta de la referencia (2), documento donde indicamos la incongruencia de actividades y frecuencias de mantenimiento, establecidas en los Manuales de Inspección y Mantenimiento entregados por PETROPERU S.A. al inicio de las operaciones en el año 2014.

Según lo establecido en la cláusula 8.8 del Contrato de Operación para los Terminales del Norte, es obligación del Operador el cumplimiento de ejecución de las actividades especificadas en el Manual de Inspección y Mantenimiento proporcionado por el Contratante. Adicionalmente, según la carta de la referencia (4), el Operador, a la fecha no ha cumplido con actualizar los Manuales de Inspección y Mantenimiento correspondientes.

Por lo anteriormente indicado, con la finalidad de asegurar la adecuada preservación y operatividad de los activos encargados, y de acuerdo con el Contrato de Operación, se solicita cumplir a la brevedad con el compromiso expresado por su Superintendente Técnico en reunión del día 18-03-2022 de reestructurar el Plan Anual de Mantenimiento 2022 de los Terminales del Norte presentado. Considerando, según Contrato, como mínimo las actividades indicadas en el vigente Manual de Inspección y Mantenimiento (estructurado por sistemas) y respetando las frecuencias especificadas.

Es necesario brindar alta prioridad a la regularización solicitada, incluyendo las correspondientes actividades de mantenimiento de los nuevos activos que se hayan incorporado a las operaciones via inversiones adicionales y/o comprometidas, exceptuando solamente aquellos activos que a la fecha se encuentren formalmente dados de baja.

Como evidencia, se adjunta un cuadro comparativo detallando las diferencias entre las cantidades de actividades y frecuencias de mantenimiento, además del cambio en la estructura de la planificación (Programas de trabajo versus Sistemas de trabajo).

- 144.426. Que, se puede advertir que **PETROPERÚ** comunicó en más de una oportunidad a **TDP** acerca de las diferencias existentes entre el Plan/Manual elaborado por **PETROPERÚ** y el Plan elaborado por **TDP**.
- 144.427. Ahora bien, el Árbitro entiende que de haber sido el caso de que el Plan elaborado por **TDP** hubiera sido realmente más eficiente que el Manual/Plan elaborado por **PETROPERÚ**, no existirían resultados contradictorios en los informes ofrecidos por las partes en torno al real estado de los activos y el desarrollo de las actividades de mantenimiento en los terminales bajo análisis. Por otra parte, se puede advertir que no existe medio probatorio idóneo que demuestre la eficiencia de los Planes elaborados por **TDP** por encima de los Manuales/Planes elaborados por **PETROPERÚ**.
- 144.428. Que, es en ese sentido, que el Árbitro advierte que de los medios probatorios existentes se observan comunicaciones de **PETROPERÚ** en donde señala que aún, tratándose de planes personalizados, elaborados por **TDP**, ni siquiera fueron cumplidos en su totalidad, como se puede observar de los siguientes medios probatorios¹¹⁵:

Señor
Franklin Muñoz Junco
Gerente General
TERMINALES DEL PERÚ
Av. Néstor Gambetta 1265
Callao

Asunto: Informe del Plan de Mantenimiento 2017 – Avances al Tercer Trimestre.

Ref.: Carta TP-MNTO-Nº80/2017 (31.10.17)

De nuestra consideración:

De acuerdo con el reporte de Avance del Plan de Mantenimiento 2017 del Tercer Trimestre alcanzado con vuestra carta TP-MNTO-Nº80/2017, se aprecian diferencias significativas en los siguientes sistemas:

TERMINAL ETEN	PLANIFICADO	EJECUTADO
SISTEMA DE EMERGENCIA (GRUPOS ELECTROGENOS)	94.0%	55.7%
TERMINAL SALAVERRY	PLANIFICADO	EJECUTADO
SISTEMA DE ALMACENAMIENTO (TANQUES)	93.7%	57.3%
SISTEMA DE EMERGENCIA (GRUPOS ELECTROGENOS)	100.0%	55.8%
SISTEMA DE PROTECCION CATÓDICA Y PUESTA A TIERRA	100.0%	40.1%
TERMINAL CHIMBOTE	PLANIFICADO	EJECUTADO
SISTEMA DE BOMBEO	100.0%	18.7%
SISTEMA DE DESPACHO	95.2%	56.4%
SISTEMA ELÉCTRICO	100.0%	65.4%
TERMINAL SUPE	PLANIFICADO	EJECUTADO
SISTEMA DE ALMACENAMIENTO (TANQUES)	97.6%	51.1%
EQUIPOS DE INSPECCION	100.0%	50.0%
TERMINAL CALLAO	PLANIFICADO	EJECUTADO
SISTEMA DE EMERGENCIA (GRUPOS ELECTROGENOS)	100.0%	75.0%

Al respecto, solicitamos tomar las medidas necesarias a fin de cumplir con los plazos indicados en el Plan de Mantenimiento 2017.

¹¹⁵ Ver Anexo C-00140 y C-00141 del demandante.

GCT-325-2018

San Isidro, 22 de agosto de 2018

Señor
Franklin Muñoz Junco
Gerente General
TERMINALES DEL PERÚ
Av. Néstor Gambetta 1265
Callao

Asunto: Informe del Plan de Mantenimiento 2018 – Avances al Segundo Trimestre.

Ref.: Carta TP-MNTO-N°37/2018 (14.08.18)

De nuestra consideración:

De acuerdo con el reporte de Avance del Plan de Mantenimiento 2018 del Segundo Trimestre alcanzado con vuestra carta TP-MNTO-N°37/2018, se aprecian diferencias significativas en los siguientes sistemas:

	PLANIFICADO	EJECUTADO
TERMINAL ETEN		
GRUPOS ELECTRÓGENOS	50.00%	0.00%
SISTEMA CONTRAINCENDIO Y MEDIO AMBIENTE	78.80%	12.90%
TERMINAL SALAVERRY		
SISTEMA DE ALMACENAMIENTO DE TANQUES	90.00%	40.80%
EQUIPOS DE INSPECCIÓN	100.00%	50.00%
TERMINAL CHIMBOTE		
SISTEMA DE ALMACENAMIENTO DE TANQUES	82.90%	38.20%
SISTEMA DE PROTECCIÓN CATÓDICA Y PUESTA A TIERRA	100.00%	0.00%
EQUIPOS DE INSPECCIÓN	54.50%	0.00%
TERMINAL SUPE		
SISTEMA DE ALMACENAMIENTO DE TANQUES	94.00%	31.20%
SISTEMA DE BOMBEO	97.00%	0.00%
SISTEMA ELÉCTRICO	63.30%	0.00%
SISTEMA CONTRAINCENDIO Y MEDIO AMBIENTE	74.60%	2.50%
SISTEMA DE PROTECCIÓN CATÓDICA Y PUESTA A TIERRA	88.40%	0.00%
TERMINAL CALLAO		
SISTEMA CONTRAINCENDIO Y MEDIO AMBIENTE	53.30%	15.00%

Al respecto, solicitamos tomar las medidas necesarias a fin de cumplir con las actividades de mantenimiento dentro de los plazos indicados en el Plan de Mantenimiento 2018.

144.429. Que, en torno a los informes periciales ofrecidos por las partes, el Árbitro ha podido observar que los mismos desarrollan todo lo relacionado con ambos terminales. En ese sentido, considera que también corresponde hacer mención de ellos en esta pretensión.

Respecto al Primer Informe Técnico de A&M (ofrecido por TDP)¹¹⁶

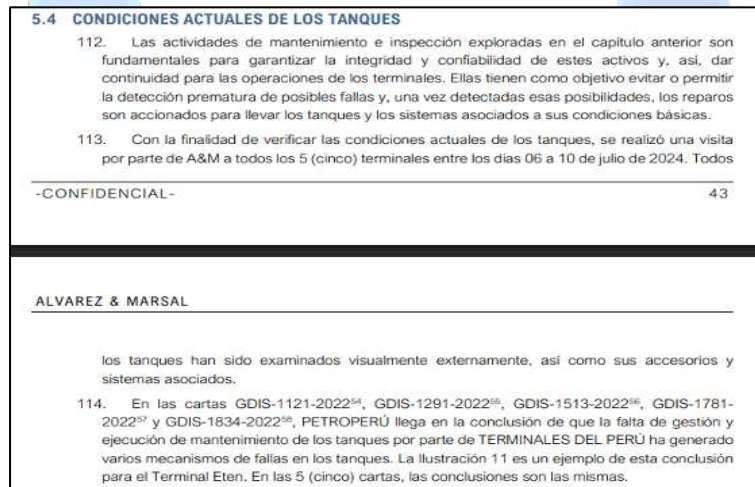
144.430. Que, el Árbitro advierte que en la página 10 se indica que, el Manual presenta inconsistencias, por lo que, se dificulta el entendimiento de las frecuencias de las actividades.

144.431. Que, asimismo, se indica que, para calcular el porcentaje de actividades realizadas por **TDP** respecto a los tanques, si se utiliza la metodología de **PETROPERÚ** resultaría en un 80% de cumplimiento, mientras que si se utiliza la metodología de A&M resultaría en un cumplimiento del 103%.

¹¹⁶ Ver Anexo CER-01 del demandante.

144.432. Que, el Árbitro entiende que el 100% representa la totalidad de una referencia inicial, vale decir, un cumplimiento íntegro de la prestación o de la obligación. Un valor superior al 100% sólo se generaría si se indicara que la cantidad actual es mayor a la cantidad original o que se ha superado la capacidad máxima definida, por lo que no es posible superar el 100% cuando el concepto implica un límite físico o de totalidad cerrada donde no existe posibilidad de incremento sobre la unidad, situación que no se presenta en el caso analizado. El cumplimiento de una prestación debe ser íntegro; no excesivo. De igual manera, el cumplir en exceso determinadas prestaciones (cumplimiento excesivo, incumplimiento, dependiendo de las circunstancias) de manera alguna “compensa” aquellas prestaciones en las cuales no se produjo un cumplimiento (incumplimiento absoluto) o aquellas en donde se produjo un cumplimiento parcial.

144.433. Que, en la página 43 del Informe, A&M indica que el análisis realizado a los tanques para la elaboración del informe técnico fue mediante inspecciones visuales externas. Es importante mencionar que dentro de los fundamentos desarrollados por **TDP**, estos señalan que las inspecciones visuales no son válidas, en la medida en que no podrían reflejar la realidad del estado de un activo:



144.434. Que, del mismo modo, en la página 34, A&M indica que el peso de las actividades (menores y mayores) ha sido determinado por el presupuesto para cada una. Sin embargo, no explica cómo llega a dichos resultados. Se debe tener en cuenta que el informe es realizado en base a la información proporcionada por **TDP**, información que los expertos tomaron como verdadera:

80. La metodología utilizada segrega actividades mayores y menores (detalles en 91 y 92) por medio de una ponderación para darles la debida importancia en cuanto a garantizar la integridad y confiabilidad de los tanques. En términos de cantidades, las actividades menores son la gran mayoría, pero la importancia de las mayores es más significativa para el propósito principal de asegurar la operatividad, confiabilidad y seguridad de los activos.
81. Los pesos entre actividades mayores y menores para la ponderación fueron definidos utilizando el promedio de los primeros 5 (cinco) años de operación, entre 2015 y 2019, de los pesos utilizados para estas actividades por TERMINALES DEL PERÚ en su seguimiento de los cumplimientos de los avances en los Reportes de Cumplimiento Anual⁴⁸ de los Planes de Mantenimiento.
82. Los pesos definidos por TERMINALES DEL PERÚ para el seguimiento de actividades se establecen en función del presupuesto asignado a cada una. Esta definición es consistente con la importancia relativa de cada actividad, ya que los mantenimientos mayores requieren un presupuesto más elevado debido a la mayor demanda de mano de obra y materiales consumibles en comparación con los mantenimientos menores. A&M considera razonable esta estimación basada en el presupuesto para la asignación de pesos a las actividades de mantenimiento.

144.435. Que, siguiendo con el análisis, podemos observar que en la página 37, A&M precisa el significado de las actividades «mayores» y «menores»:

90. Antes de definir las actividades mayores y menores, es fundamental destacar que los diferentes componentes de un tanque tienen niveles de importancia distintos para garantizar su integridad y confiabilidad. Por ejemplo, el fondo del tanque es de gran relevancia debido al riesgo de filtraciones, las cuales son difíciles de detectar, pueden provocar pérdidas de producto, causar graves impactos ambientales y generar riesgos significativos para la seguridad. En cuanto a la integridad estructural, el anillo inferior de las planchas del cilindro y las estructuras de soporte del techo son más críticos en comparación con las planchas del anillo superior o las del propio techo.
91. Actividades "mayores" tienen como propósito identificar y evaluar si hubo cambios significativos en la condición física del tanque o de los sistemas para determinar si hay necesidad de intervención para reparos, caso son aplicables, y realizar los reparos necesarios. En caso de no haber necesidad de intervención, los cambios de condiciones de estos activos deben ser monitoreados para evaluar sus evoluciones. Ellas son realizadas con el tanque fuera de servicio, lo que permite el acceso a su interior. Representan las intervenciones más relevantes en términos de impacto en la integridad del tanque. Durante una intervención mayor, es común incluir también actividades menores. Ejemplos de estas actividades incluyen inspecciones en el fondo del tanque, en la parte interna del cilindro y estructuras de soporte del techo, reparaciones de planchas del cilindro o del techo, y trabajos de reparación o renovación de pinturas.
92. Las actividades "menores" consisten en inspecciones externas de los tanques, que no incluyen acceso a las partes internas y al fondo del tanque, así como, actividades de limpiezas y restauraciones de condiciones de componentes y accesorios. Estas actividades son importantes para detectar o identificar señales visibles de degradación y también garantizar que los componentes y accesorios estén operando en sus condiciones básicas y cumpliendo con sus funciones. Es posible utilizar ensayos no destructibles ("END's") para detección de fallas ocultas. Ellas son realizadas con el tanque en servicio, limitándose al acceso a componentes

144.436. Que, a raíz de dicha explicación, en la página 39, A&M precisa que, de las 20 actividades de mantenimiento, solo una (1) es una actividad mayor y 20 son actividades menores:

99. En términos de cantidad de actividades de mantenimiento que están definidas en los Manuales de Mantenimiento⁵⁰, los números de actividades de los mantenimientos mayores no son representativos. Son 21 (veinte uno) actividades en total, siendo 1 (una) actividad de mantenimiento mayor e las otras 20 (veinte), actividades de mantenimiento menor. En contrapartida, en términos de importancia para la integridad y confiabilidad, cualitativamente, mantenimientos mayores tienen importancia superior a los menores.

144.437. Que, sin embargo, el Árbitro considera que es importante precisar que, por cuestiones de tiempo, A&M señala que no pudo realizar inspecciones internas, las cuales datan como actividad mayor; por lo que no se entendería cómo llegaron a concluir que el cumplimiento de **TDP** en «actividades mayores» supera el 100%¹¹⁷.

¹¹⁷ Ver página 35 – 36 de dicho informe.

144.438. Que, por otra parte, como se ha podido advertir, **TDP** ha señalado durante todo el proceso haber cumplido con el Plan de mantenimiento que presentaba. Sin embargo, de los informes presentados por **TDP** se puede observar que no llegó a ejecutar (cumplir) el 100% de los trabajos que él mismo proponía¹¹⁸:

Tabla 9 - Cálculo de Cumplimiento del Manual de Mantenimiento.

Cuantificación A&M									
	Peso	Cumplimiento Mayores - Truncado							
		2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
ETEN	57%	100%	100%	100%*	100%*	100%	100%*	100%*	67%
SALAVERRY	69%	100%	100%*	100%*	75%	89%	100%	100%	100%*
CHIMBOTE	70%	33%	100%*	100%*	40%	100%*	50%	100%	100%
SUPE	65%	67%	100%	100%*	50%	100%*	100%*	100%	100%*
CALLAO	69%	100%*	100%*	100%*	90%	64%	92%	100%*	100%*
Cumplimiento Menores									
	Peso	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
ETEN	43%	87%	85%	48%	54%	42%	70%	81%	81%
SALAVERRY	31%	60%	92%	66%	40%	21%	69%	75%	81%
CHIMBOTE	30%	86%	92%	70%	47%	71%	70%	69%	80%
SUPE	35%	97%	97%	76%	66%	36%	57%	81%	81%
CALLAO	31%	55%	56%	46%	41%	15%	45%	69%	89%

* Inspecciones realizadas superan las programadas, pero considerado cumplimiento en 100%.

Tabla 10 - Cálculo de Cumplimiento del Manual de Mantenimiento (sin truncar).

Cuantificación A&M									
	Peso	Cumplimiento Mayores							
		2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
ETEN	57%	100%	100%	150%	233%	100%	250%	200%	67%
SALAVERRY	69%	100%	200%	150%	75%	89%	100%	100%	200%
CHIMBOTE	70%	33%	125%	200%	40%	133%	50%	100%	100%
SUPE	65%	67%	100%	133%	50%	300%	150%	100%	200%
CALLAO	69%	143%	250%	122%	90%	64%	92%	150%	200%
Cumplimiento Menores									
	Peso	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
ETEN	43%	87%	85%	48%	54%	42%	70%	81%	81%
SALAVERRY	31%	60%	92%	66%	40%	21%	69%	75%	81%
CHIMBOTE	30%	86%	92%	70%	47%	71%	70%	69%	80%
SUPE	35%	97%	97%	76%	66%	36%	57%	81%	81%
CALLAO	31%	55%	56%	46%	41%	15%	45%	69%	89%

99. En términos de cantidad de actividades de mantenimiento que están definidas en los Manuales de Mantenimiento⁵⁰, los números de actividades de los mantenimientos mayores no son representativos. Son 21 (veinte uno) actividades en total, siendo 1 (una) actividad de mantenimiento mayor e las otras 20 (veinte), actividades de mantenimiento menor. En contrapartida, en términos de importancia para la integridad y confiabilidad, cualitativamente, mantenimientos mayores tienen importancia superior a los menores.

144.439. Que, como se puede observar en la tabla 9, se consideran los porcentajes de cumplimiento de las actividades mayores y menores. El árbitro considera que es importante tener en cuenta que de las 21 actividades sólo una sería mayor y las demás serían menores; en pocas palabras, ninguna de las actividades menores fue cumplida por **TDP**, sin embargo, A&M intenta darle más valor a la única actividad mayor, porque a entender de ellos ésta tiene más importancia para la integridad y confiabilidad.

¹¹⁸ Ver página 35 del primer informe en mención.

144.440. Que, por otro lado, se puede advertir que **PETROPERÚ** en el primer Informe de FTT¹¹⁹, señala lo siguiente:

- 101.1. Tareas de mantenimiento con ponderación de A&M según las consideren como obras mayores o menores;
 - 101.2. A&M le atribuyen mérito a las inspecciones **visuales** que no se describen en el mantenimiento en lugar de realizar otras tareas de mantenimiento que si están descritas en el Manual y Plan de Mantenimiento (en particular después de 2018);
 - 101.3. Al contabilizar los impactos del enfoque adoptado en los párrafos 101.1 y 101.2 arriba, y llegar a un cumplimiento del mantenimiento superior al 100%;
102. En el análisis que presentamos a continuación hemos desarrollado el análisis cuando se eliminan estos sesgos con base en las siguientes bases técnicas y contractuales:
- 102.1. Ni los Contratos de Operación ni los Manuales de Inspección y Mantenimiento subyacentes establecen actividades como mayores o menores, sino que en los Manuales (y los Planes adjuntados) se hace referencia al mantenimiento "menor", pero en el contexto de actividades específicas que deben realizarse para cada sistema⁷⁴. Por lo que, desde un punto de vista puramente contractual, la asignación de estas tareas como mayores o menores es arbitraria. Desde una base técnica, tampoco existe un costo definido o un nivel de actividad proporcionado por A&M que justifique un trabajo como mayor o menor;
 - 102.2. Las inspecciones visuales realizadas por TDP nunca fueron avaladas para sustituir las actividades presentadas en los manuales de mantenimiento de cada activo, ni tampoco fue avalada mediante los mecanismos contractuales adecuados según entendemos de la

⁷⁴ FTT-19 / FTT-020 / FTT-021 / FTT-022 / FTT-023

documentación aportada. Además, en mi experiencia, estas inspecciones visuales de rutina son tareas que deben realizar el personal de operaciones y mantenimiento a diario y no representan ni reemplazan las medidas de mantenimiento preventivo;

16. Considero que el cumplimiento del mantenimiento de TDP fue del 28% en promedio entre 2015 y 2022 en todas las instalaciones de almacenamiento cubiertos por el Contrato de Operación, en comparación con el 103% informado por A&M. Las principales diferencias surgen del hecho de que no permití que se tomara crédito por las inspecciones visuales como sustituto de las actividades de mantenimiento especificadas en los Contratos. En mi experiencia, y según mi lectura de los Contratos, estas inspecciones visuales son tareas que deben realizar el personal a diario y no representan ni reemplazan las medidas de mantenimiento preventivo. Tampoco proporcioné ningún mecanismo para ponderar las actividades de mantenimiento individuales como importantes o menores. Observo que en los Manuales y Planes de Mantenimiento se hace referencia al mantenimiento "menor", pero esto es en el contexto de actividades específicas que deben realizarse. Eliminé ambos impactos porque, según mi entendimiento de los Contratos, no se siguió ningún proceso para migrar la clasificación ni la gestión del cumplimiento del mantenimiento a este estándar que haya sido debidamente aprobado por PETROPERÚ y, como tal, no existe una base contractual para realizar esta visión más favorable del cumplimiento del mantenimiento y que como he explicado - no deberían reemplazar actividades de mantenimiento preventivas, desde un punto de vista técnico.

¹¹⁹ Ver Anexo RER-01 del demandado.

144.441. Que, se puede observar del Informe de Evaluación del Estado de Conservación y Operatividad de los Activos del período del 1 de noviembre de 2014 al 31 de octubre de 2020 del Terminal del Callao emitido con fecha 22 de julio de 2021 por MA&C¹²⁰, que señala el estado de los activos de dicha terminal:

ANEXO 1 ESTADO DE CONSERVACION Y OPERATIVIDAD DE LOS ACTIVOS (MAY-21) TERMINAL CALLAO SISTEMA DE RECEPCIÓN POR BUQUE										
Activo	Descripción	Situación	Estado de Operación	Comentario	Estado de Conservación					Recomendaciones
					Muy Bueno	Bueno	Regular	Malo	Muy Malo	
MUELLE 7	Sistema de recuperación de producto en la cocina de resaca que incluye: Tanque de Stop de 230 galones. Bomba de desplazamiento positivo. Tuberías, válvulas e instrumentación asociada.	Se observó electrobomba con pits de corrosión en bomba, motor, patín, y accesorios, las válvulas, nipples, partes bridas presentan corrosión el tanque de Stop presenta pits de corrosión.	OPERATIVO	Se encuentra instalado y en condición operativo.			X			Se recomienda realizar resane de pintura, también se recomienda continuar con los mantenimientos programados relacionados al manifold de recepción y todos sus componentes con la finalidad de continuar con el correcto estado de conservación de los activos.
MUELLE 7	Sistema de recuperación de producto en la cocina de resaca que incluye: Tanque de Stop de 488 galones. Bomba centrífuga. Tuberías, válvulas e instrumentación asociada.	Se observó electrobomba con pits de corrosión en bomba, motor, patín, y accesorios, las válvulas, nipples, partes bridas presentan corrosión el tanque de Stop presenta pits de corrosión.	OPERATIVO	Se encuentra instalado y en condición operativo.			X			Se recomienda realizar resane de pintura, también se recomienda continuar con los mantenimientos programados relacionados al manifold de recepción y todos sus componentes con la finalidad de continuar con el correcto estado de conservación de los activos.
MUELLE 7	02 Líneas de comunicación en tubería conduct	Las tuberías conduct se encuentran en estado regular con pits de corrosión y la pintura presenta desprendimientos en ciertas secciones.	OPERATIVO	Se encuentra instalado y en condición operativo.			X			Se recomienda realizar resane de pintura, también se recomienda continuar con los mantenimientos programados relacionados al manifold de recepción y todos sus componentes con la finalidad de continuar con el correcto estado de conservación de los activos.
DISTRIBUIDORES	Distribuidor 1	Se observó pits de corrosión en válvulas, espárragos, partes bridas y en la línea. También se evidencia suciedad y polvo en el distribuidor. Se observa falta de mantenimiento.	OPERATIVO	Se encuentra instalado y en condición operativo.			X			Se recomienda realizar resane de pintura, también se recomienda continuar con los mantenimientos programados relacionados al manifold de recepción y todos sus componentes con la finalidad de continuar con el correcto estado de conservación de los activos.
DISTRIBUIDORES	Distribuidor 2	Se observó pits de corrosión en válvulas, espárragos, partes bridas y en la línea. También se evidencia suciedad y polvo en el distribuidor. Se observa falta de mantenimiento.	OPERATIVO	Se encuentra instalado y en condición operativo.			X			Se recomienda realizar resane de pintura, también se recomienda continuar con los mantenimientos programados relacionados al manifold de recepción y todos sus componentes con la finalidad de continuar con el correcto estado de conservación de los activos.

7. RECOMENDACIONES

- 1) En el Sistema de Recepción, realizar la limpieza y resane de pintura. Continuar con los mantenimientos programados.
- 2) En el Sistema de Almacenamiento realizar la limpieza y resanes de pintura en tanques y accesorios.
- 3) En el Sistema de Bombeo realizar limpieza y resanes de pintura, reparación o reemplazo de sellos de las electrobombas que presentan fugas. Reparación de bases de concreto.
- 4) En el Sistema de Despacho realizar limpieza y resane de pintura integral, evaluar si las partes corroídas de las líneas de aditivos y producto requieren reemplazo.
- 5) En el Sistema de Vapor, realizar la limpieza y mantenimiento de los equipos de la Zona 2 para prevenir su deterioro. Coordinar el retiro de las otras 2 calderas ubicadas en la zona 1, que se encuentran de baja.
- 6) Continuar con los mantenimientos programados relacionados al Sistema Eléctrico con la finalidad de mantener el buen estado de conservación de los activos.
- 7) Priorizar siempre el mantenimiento de los dos grupos electrógenos del Sistema de Emergencia, por ser equipos críticos de la planta.
- 8) Realizar la limpieza y resane de pintura del tanque del Sistema Contra Incendio.
- 9) En el Sistema de Puestas a Tierra, programar el mantenimiento de los accesorios de los pozos a tierra.
- 10) Continuar con los mantenimientos programados con los equipos del Sistema de Instrumentación por ser estos equipos son críticos en la operación.
- 11) Realizar la limpieza y mantenimiento del sistema de otras Facilidades e instalaciones del terminal.
- 12) Ante la falta de limpieza y prevención contra la corrosión observada principalmente en el Sistema de Recepción (ductos) Sistema de Almacenamiento y Tuberías de Interconexión, Sistema de Bombeo y Sistema de Despacho, Aditivación y Mezcla, es necesario priorizar la implementación de un programa de orden y limpieza, y también de prevención contra la

¹²⁰ Ver Anexo R-7 de la contestación de demanda.

- 144.442. Que, se puede observar que el estado que predomina en los activos es el de «regular» con evidentes recomendaciones para un mejor mantenimiento ante la presencia de corrosión y fugas.
- 144.443. Que, por otro lado, el Árbitro advierte que **TDP**, aun aplicando los planes elaborados bajo criterio propio, no llegó a cumplir el 100% de la programación establecida cada año; así se puede observar que en más de una oportunidad **PETROPERÚ** reiteró la deficiencia en el desarrollo de los planes elaborados por el propio demandante¹²¹:

GCT-325-2018

San Isidro, 22 de agosto de 2018

Señor
Franklin Muñoz Junco
Gerente General
TERMINALES DEL PERÚ
Av. Néstor Gambetta 1265
Callao



Asunto: Informe del Plan de Mantenimiento 2018 – Avances al Segundo Trimestre.

Ref.: Carta TP-MNTO-N°37/2018 (14.08.18)

De nuestra consideración:

De acuerdo con el reporte de Avance del Plan de Mantenimiento 2018 del Segundo Trimestre alcanzado con vuestra carta TP-MNTO-N°37/2018, se aprecian diferencias significativas en los siguientes sistemas:

	PLANIFICADO	EJECUTADO
TERMINAL ETEN		
GRUPOS ELECTRÓGENOS	50.00%	0.00%
SISTEMA CONTRA INCENDIO Y MEDIO AMBIENTE	78.80%	12.90%
TERMINAL SALAVERRY		
SISTEMA DE ALMACENAMIENTO DE TANQUES	90.00%	40.90%
EQUIPOS DE INSPECCIÓN	100.00%	50.00%
TERMINAL CHIMBOTE		
SISTEMA DE ALMACENAMIENTO DE TANQUES	82.90%	38.20%
SISTEMA DE PROTECCIÓN CATÓDICA Y PUESTA A TIERRA	100.00%	0.00%
EQUIPOS DE INSPECCIÓN	54.50%	0.00%
TERMINAL SUPE		
SISTEMA DE ALMACENAMIENTO DE TANQUES	94.00%	31.20%
SISTEMA DE BOMBEO	97.00%	0.00%
SISTEMA ELÉCTRICO	83.30%	0.00%
SISTEMA CONTRA INCENDIO Y MEDIO AMBIENTE	74.60%	2.50%
SISTEMA DE PROTECCIÓN CATÓDICA Y PUESTA A TIERRA	88.40%	0.00%
TERMINAL CALLAO		
SISTEMA CONTRA INCENDIO Y MEDIO AMBIENTE	53.30%	15.00%

Al respecto, solicitamos tomar las medidas necesarias a fin de cumplir con las actividades de mantenimiento dentro de los plazos indicados en el Plan de Mantenimiento 2018.

¹²¹ Ver Anexo R-37 de la contestación de demanda y Anexo C-0036 de la demanda.

GCT-066-2019

San Isidro, 04 de marzo de 2019

Señor
Franklin Muñoz Junco
Gerente General
TERMINALES DEL PERÚ
Av. Néstor Gambetta 1265 - Urbanización La Chalaca
Callao

Asunto: Planes de Mantenimiento 2018 – Terminales del Norte y Centro

De nuestra consideración:

En atención a su carta N.º TP-MNTO-005/2019 del 30.01.2019, respecto al informe del Plan de Mantenimiento 2018 para los Terminales Norte y Centro, encontramos equipos y/o instalaciones que no se ejecutaron al 100% del mantenimiento programado en el periodo enero – diciembre 2018, detallado en el Anexo 01 adjunto.

Mediante su carta N.º TP-MNTO-006/2019 del 01.02.2019, remitieron el Plan de Mantenimiento 2019, observándose que no se consideraron los trabajos de mantenimiento no ejecutados al 100% el año 2018 (ver Anexo 02).

Asimismo, como resultado de las visitas realizadas a los Terminales por nuestra Gerencia Cadena de Suministro, agradeceremos mejorar los trabajos de mantenimiento de vías, oficinas, letreros de ingreso y áreas verdes de los Terminales.

En este sentido, solicitamos considerar en el Plan de Mantenimiento 2019 los trabajos observados, con el objetivo de conservar los equipos, instalaciones y edificaciones de los Terminales Norte y Centro.

144.444. Que, no sólo se puede observar que no se cumplió con el procedimiento establecido en el contrato para la modificación de documentación, sino que, además, el estado de los activos no se encuentra en óptimas condiciones, demostrando que los Planes elaborados por **TDP** no superaban en eficiencia a los de **PETROPERÚ**; y, que, más allá de la falta de prueba de dicha eficiencia, **TDP** demostró no haber cumplido con su propio planeamiento de actividades anual.

144.445. Que, se puede observar de todas las comunicaciones remitidas que **TDP** era consciente de que el Plan/Manual de mantenimiento no era una simple guía, no sólo por lo que establece el contrato, sino por la advertencia de **PETROPERÚ**.

Respecto al Primer Informe Pericial de FTI (ofrecido por PETROPERÚ)¹²²

144.446. Que, continuando con el análisis de los informes, el Árbitro puede advertir que en la página 31 se indica que **PETROPERÚ** confirmó que el Decreto Supremo n.º 044-2020-PCM no impuso restricción al desarrollo de las actividades de operación sobre los terminales; por lo que no habría ningún impacto negativo ni obstáculo por el COVID-19, conforme se puede observar a continuación:

¹²² Ver Anexo RER-01 del demandado.

79. **Impacto del COVID-19:** Durante el período de restricciones causadas por la pandemia de COVID-19, A&M destaca que TERMINALES DEL PERÚ logró llevar a cabo todas las actividades de mantenimiento mayor exigidas, a pesar de las dificultades generadas por la pandemia, y se concluye que el Operador pudo mantener la integridad de los activos en condiciones desafiantes⁶¹.
80. Cabe destacar que en su carta del 03 de mayo de 2021⁶², PETROPERÚ confirmó que el Decreto Supremo N° 044-2020-PCM⁶³ no impuso restricción a el desarrollo de las "actividades de operación en forma permanente en los Terminales, ni las obligaciones de cumplir con el manual de mantenimiento (cláusula 8.8), por lo cual su cumplimiento continúa siendo obligatorio y deben ser ejecutadas cabalmente, con el fin de evitar el desabastecimiento de combustibles". Sobre la base de esta posición, debe suponerse que las actividades de mantenimiento contratados deberían haber continuado sin verse afectadas.

144.447. Que, en la página 34, FTI confirma que, en realidad, el Manual se interpreta como una obligación para **TDP**, el cual dispone las frecuencias de las actividades que debe cumplir. Asimismo, puede advertir que el análisis de A&M sólo informa números codificados, y no explica cómo llegaron a dichos resultados:

- 5.3 Mejores prácticas para la verificación y validación de actividades de mantenimiento**
97. En el análisis de A&M, todos los informes de tareas de mantenimiento que se informaron eran números codificados en su hoja de cálculo de análisis sin ninguna orden de trabajo de respaldo o informes relacionados con las tareas individuales que se estaban realizando.
98. En mi experiencia, la verificación del trabajo de mantenimiento se realiza a través de una verificación de las órdenes de trabajo emitidas (generalmente por un sistema de ERP⁷³) y estas órdenes de trabajo normalmente tienen un paso de cierre donde los responsables para la planificación de la obra adjuntan los informes relacionados con el trabajo realizado.
99. Podríamos concluir que, en base a la falta de esta prueba en este caso, el cumplimiento de la obligación de alimentos fue efectivamente nulo, pero en aras de proporcionar al árbitro la interpretación adecuada del trabajo realizado por A&M, hemos tomado los datos como correctos sin ningún análisis forense, ya que los datos necesarios para realizar dicha evaluación no fueron proporcionados por A&M. No obstante, hemos utilizado dichos datos como base para la comparación con las conclusiones a las que llegaron en su informe.

144.448. Que, en la página 36, se indica que el informe de A&M difiere en 3 puntos del de FTI: (i) considerar las actividades como mayores y menores, (ii) atribuir mérito a las inspecciones visuales y (iii) llegar a un cumplimiento superior al 100%. Así, el informe de FTI se enfoca en (i) basarse en las actividades del manual, ya que no hay justificación para separar las actividades en menores y mayores, tanto por nivel de actividad como por costo; (ii) las inspecciones visuales no reemplazan medidas de mantenimiento preventivo; y (iii) no existe un porcentaje superior al 100%, que una

actividad se realice muchas veces no significa que mejore la confiabilidad del activo. Especialmente, si dicha actividad se prioriza sobre otras más importantes¹²³:

	FTI								
	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	Total
Eten	78%	74%	34%	19%	11%	2%	41%	17%	35%
Salaverry	41%	60%	44%	26%	2%	3%	6%	10%	25%
Chimbote	56%	61%	38%	22%	6%	5%	6%	14%	26%
Supe	64%	64%	54%	46%	19%	12%	14%	14%	36%
Callao	40%	37%	35%	28%	1%	3%	4%	20%	20%
Promedio	56%	59%	41%	28%	8%	5%	14%	15%	28%

144.449. Que, de las páginas 40 y 41, FTI advierte que **TDP** ha preferido realizar inspecciones visuales en lugar de realizar el mantenimiento preventivo requerido; por lo que se denota una degradación acelerada:

108.	Es importante señalar que no todas las actividades fueron reemplazadas por inspecciones visuales en lugar del mantenimiento preventivo adecuado según el Contrato. Las áreas principales, indicadas en el Manual de Inspección y Mantenimiento como parte de las actividades del Sistema de Almacenamiento, que se vieron afectadas por las reducciones en el mantenimiento preventivo fueron:
108.1.	Sistemas de venteo y medición
108.2.	Limpieza a inspección interior de tanques
108.3.	Válvulas (recepción, despacho, drenaje, otros)
108.4.	Sistema de enfriamiento
108.5.	Sistema de espuma
108.6.	Anillo de Concreto y Cubeto
108.7.	Buzones de Drenaje
108.8.	Pozas API
108.9.	Pozas Auxiliares
109.	Por lo tanto, si estas inspecciones que se realizaron en lugar del debido cumplimiento de la guía de mantenimiento de PETROPERÚ fueron realmente adecuadas, se esperaría que hubiera pocos o ningún hallazgo de las auditorías de mantenimiento que se realizaron en 2022.

¹²³ Ver página 39 del Informe.

110. Si tomamos como ejemplo el informe de mantenimiento de Chimbote⁷⁷ y observamos sólo el resumen ejecutivo, vemos hallazgos relacionados con la integridad de los anillos de concreto, sistemas de drenaje, sistemas de enfriamiento, válvulas, etc. Todos estos elementos se relacionan específicamente con áreas donde TDP decidió realizar inspecciones en lugar de mantenimiento preventivo, lo que dio como resultado estas observaciones de campo reales de degradación acelerada.

PETROPERÚ

"Decenio de la Igualdad de Oportunidades para las Mujeres y Hombres"
Año del Fortalecimiento de la Responsabilidad Social

Carta N° 0238-1834-2022 Lima, 13 de diciembre de 2022

Señor:
Francisco Muñoz Jarama
Gerente General
TERMINAL DEL PERÚ
Av. Viceroy García 1281 Ute. La Chorrera - Callao
Asunto: Inspección de Mantenimiento de Tanques de Almacenamiento del Terminal de Chimbote.

Referencia: (1) Contrato de Operación para los Terminales del Norte, suscrito el 17 de julio de 2014 entre PETROPERÚ S.A. y Terminal del Perú.
(2) Manual de Inspección y Mantenimiento del Terminal de Chimbote, elaborado por PETROPERÚ S.A. a Terminal del Perú el año 2014.

De nuestra consideración:
En función a los compromisos indicados en los documentos de la referencia (1) y (2), a la fecha, las propiedades de planes o programas de mantenimiento elaborados por Terminal del Perú no están de acuerdo con el Manual de Inspección y Mantenimiento del Terminal de Chimbote elaborado por PETROPERÚ S.A. a Terminal del Perú el año 2014.

De acuerdo con los resultados de las inspecciones realizadas a los Tanques de Almacenamiento del Terminal de Chimbote, se concluye que, los Tanques de Almacenamiento se encuentran en porcentaje mínimo, sin mal estado mecánico por falta de mantenimiento y hasta la fecha no se reciben los informes técnicos que sustenten las conclusiones de los actividades de mantenimiento correspondiente a las Reparaiones Generales de Tanques (con tanques fuera de servicio) conforme al ítem 11.2.2 del Manual de Inspección y Mantenimiento del Terminal de Chimbote, así mismo no presentan los informes de las Reparaciones Menores (con tanques en servicio) información enviada a TDP con carbo JPM-1887-027 (17.11.2021) y JPM-0232-2022 (21.03.2022).

En función de los resultados de las inspecciones y el estado actual de los Tanques de Almacenamiento del Terminal de Chimbote se presentan de manera resumida las siguientes observaciones técnicas:

- Exteriormente con apreciable suciedad;
- Signos de corrosión en planchas de cilindros y techos;
- Fallas de recubrimiento de pintura;
- Accesorios (escalera de acceso, baranda de seguridad y respiraderos) en malas condiciones mecánicas, con gran porcentaje de corrosión y falta de mantenimiento;
- Anillos de concreto deteriorados en toda la periferia del tanque;
- Señales perimétricas corroídas con presencia de humedad, situación de riesgo que podría originar corrosión en las planchas de los fondos de los tanques;
- Cilindros de los Tanques N.L. 3, 5, 6, 8 y 14 presentan deformaciones, fuera de los rangos de la Norma API 653 con cordones de soldadura distorsionados con desgaste y corrosión, los cilindros de los tanques N.L. 1 y 2 con deformaciones leves.

Hallazgos:

- Sistema de medición y puesta a tierra con falta de mantenimiento, cables de conducción eléctrica corroídos, sistema de protección catódica inoperativa y/o desactivados, situación que afecta el objetivo de prevención contra la corrosión.
- Líneas de interconexión (succión, descarga, drenaje y válvulas) con suciedad exterior, corrosión general en diversas zonas y fallas de recubrimiento.
- Líneas del SCI (enfriamiento y espuma) con suciedad exterior, corrosión general en diversas zonas y fallas de recubrimiento, soportes de torres corados, aspersores y cámaras de espuma con falta de mantenimiento.
- Muros de contención de las zonas estancias N° 1, 2 y 3 se encuentran deteriorados con capa de asfalto destruída y tramos sin carpeta asfáltica, haciendo el riesgo que ante un evento de derrame no podrá ser controlado el daño ambiental.
- Las zonas estancias N° 1, 2 y 3 no cuentan con sistema de drenaje de lluvias, no cumple su función de área estancia e incumple con el art. 39 del D.S. 002-93-EM.
- Los Tanques N.L. 5, 14 y 15, se observa presencia de agua por los tubos de detección de fugas.

- 144.450. Que, por otro lado, en las páginas 42 y 43 del Informe, FTI señala 4 puntos importantes: (i) rebate la relevancia de las directrices API, (ii) noción de actividades mayores y menores, (iii) la normalidad de continuar actividades en COVID-19 y, (iv) las fotografías utilizadas para el informe no aseguran que los tanques estén realmente en buenas condiciones, ya que, no hubo mayor análisis sobre estos:

113. La comparación de A&M con las normas API en la Tabla 16 de su informe compara la frecuencia adoptada por TERMINALES DEL PERÚ con API653 para 5 actividades de mantenimiento. Lo primero que A&M no señala explícitamente en el informe, pero que es bien conocido, es que las directrices de API establecen frecuencias mínimas para las actividades,⁷⁸ entendiendo que los impactos locales pueden hacer que las inspecciones o actividades adicionales sean más frecuentes. Más allá de este punto, API 653 no es el manual de mantenimiento que rige en virtud del contrato existente, por lo que demostrar el cumplimiento con frecuencias mínimas de una norma completamente diferente a la prescrita contractualmente es discutible en mi opinión.
114. Como se señaló anteriormente en respuesta a otros puntos citados por A&M, la noción de trabajos mayores y menores completados es un artefacto que se basa en si un tanque debe retirarse de servicio o no y si el costo del mantenimiento es significativo o no. Nuevamente, en este caso no hay una base de definición contractual para trabajos mayores y menores; es bien sabido que ciertas inspecciones requieren que el equipo esté fuera de servicio y el trabajo que requiere tal interrupción está justificado en base a la experiencia histórica. En mi opinión, una clasificación o ponderación adicional de las actividades no es algo que se justifique desde una base contractual, ni es relevante para el análisis en cuestión relacionado con el cumplimiento del mantenimiento.
115. El hecho de que TERMINALES DEL PERÚ haya realizado actividades y trabajos de mantenimiento durante la pandemia de COVID-19 no es un logro en sí mismo ni algo extraordinario en el contexto de la operación de terminales a escala mundial. Además de esto, el gobierno del Perú⁷⁹ no impuso ninguna restricción a las actividades en los terminales debido a su papel crítico en la cadena de suministro. Por lo tanto, el desempeño de las actividades durante la pandemia de COVID-19 no es destacable ni nada extraordinario en un contexto global.
116. A&M realizaron visitas a los sitios para documentar fotográficamente el estado de los tanques seleccionados que se eligieron para documentar. A partir de las fotografías de los tanques seleccionados, no se puede concluir que los tanques estén en buenas condiciones de funcionamiento

144.451. Que, el Árbitro advierte que del análisis de FTI, en las páginas 45 y 46 del Informe, se identifica el número de actividades de mantenimiento y, como el incumplimiento de **TDP** se remonta a los años 2022, 2023 y 2024:

Tabla 3. Análisis FTI Manuales de Mantenimiento vs Programa vs Actividades Ejecutadas de TERMINALES DEL PERU para el 2023 y 2024

	Actividades Previstas según Manual	Porcentaje de Actividades en Programa de TDP	Porcentaje de Actividades del Programa Ejecutadas por TDP
2023			
Eten	6.969	25%	7%
Salaverry	6.973	27%	8%
Chimbote	6.949	22%	8%
Supe	6.925	21%	8%
Callao	7.521	50%	3%
Total	35.337	30%	7%

2024	Actividades Previstas según Manual	Porcentaje de Actividades en Programa de TDP	Porcentaje de Actividades del Programa Ejecutadas por TDP
Eten	5.226	29%	9%
Salaverry	5.230	26%	9%
Chimbote	5.212	26%	9%
Supe	5.194	22%	9%
Callao	5.641	51%	5%
Total	26.503	31%	8%

125. Más allá del análisis realizado para los años 2023 y 2024, hemos identificado evidencia adicional que sugiere que el incumplimiento en todos los sistemas se remonta a años anteriores. Como se muestra en la Figura 11, TERMINALES DEL PERÚ ya presentaba niveles de incumplimiento en otros sistemas, y no únicamente en el mantenimiento de los tanques. Esto refuerza la conclusión de que la falta de cumplimiento no es un fenómeno reciente, sino una tendencia persistente a lo largo del tiempo.

Terminal	Sistema	Cumplimiento de Ejecución de Actividades de Mantenimiento	
		2015-2020	2021-2022
Supe	Recepción	0%	73.89%
	Almacenamiento	0%	48.44%
Eten	Recepción	0%	59.38%
	Almacenamiento	0%	15.63%
	Despacho	0%	31.82%
Salaverry	Recepción	0%	48.21%
	Almacenamiento	0%	28.13%
	Bombeo	0%	33.33%
Chimbote	Recepción	0%	33.90%
	Almacenamiento	0%	66.07%
	Despacho	0%	49.22%
Promedio		0%	44.37%

Respecto al Segundo Informe Técnico de A&M (presentado por TDP)¹²⁴

144.452. Que, en torno al segundo informe, el Árbitro advierte que en la página 16, A&M indica que su mantenimiento no sólo se basa en inspecciones visuales, sino que ellas complementan el mantenimiento preventivo menor y mayor. Precisando, además que el Manual de **PETROPERÚ** es redundante en cuanto a algunas actividades:

¹²⁴ Ver Anexo CER-06 del demandante.

realizadas, en conjunto con las otras, de mantenimiento preventivo menor y mayor, con el propósito de asegurar la confiabilidad e integridad de los equipos e instalaciones de los terminales, que es el principal objetivo de los manuales.

27. Las actividades de mantenimiento que A&M considera como abarcadas por las inspecciones visuales diarias, semanales y mensuales son:

- Sistema de venteo y medición;
- Válvulas (recepción, despacho, drenaje, otros);
- Sistema de enfriamiento;
- Sistema de espuma;
- Anillo de Concreto e Impermeabilización;
- Buzones de Drenaje;
- Pozas API;
- Pozas Auxiliares.

38. Además, FTI incurre en una redundancia metodológica sin justificación técnica directa de las rutinas de lavado del techo, al contabilizar para los mismos tanques y en los mismos años:

- La actividad "Lavado de Cilindro y Techo", con frecuencia trimestral;
- Y de forma separada, la actividad "Lavado de Techos", también con frecuencia trimestral.

39. Ejemplo: el Tanque 2, al igual que otros tanques evaluados, aparece con 8 lavados de techo por año, sumando 4 por "Lavado de Cilindro y Techo" y 4 por "Lavado de Techos".

40. Esta superposición no tiene sustento técnico ni normativo, ya que se trata de una misma superficie lavada dos veces en la cuantificación, pero solo una vez en la operación real. La consecuencia directa es el inflado de la base de actividades previstas, lo que distorsiona de forma significativa los índices de cumplimiento calculados por FTI.

41. Para evaluar el impacto específico del ajuste en las frecuencias de lavado de cilindro y techo, se desarrolló un escenario de cuantificación aplicando la flexibilidad prevista en los Manuales de Mantenimiento, que permiten adaptar la periodicidad de estas actividades en función de las condiciones reales de cada tanque.

144.453. Que, partiendo de dicha premisa se puede observar que, en las páginas 18 y 19 del Informe, se realiza una comparación entre la cuantificación de A&M y FTI:

Tabla 4 - Comparación de la cuantificación FTI con los ajustes de las frecuencias de lavados.

		ETEN	SALAVERRY	CHIMBOTE	SUPE	CALLAO	TOTAL
FTI	Total Actividades	2479	2513	2242	2050	6453	15737
	Reportado	867	616	581	736	1297	4097
	Porcentaje	35%	24%	26%	36%	20%	26%
FTI + Ajuste con frecuencias variables	Total Actividades	1793	1769	1570	1426	4340	10898
	Reportado	867	616	581	736	1297	4097
	Porcentaje	48%	35%	37%	52%	30%	38%
Diferencia por el ajuste						+ 12%	

144.454. Que, por otro lado, A&M también indica que FTI hace una sobreestimación y subvaloración de ciertas actividades; así como trata de forma genérica a otras, lo que lleva a omitir la relevancia de cada actividad:

Tabla 5 - Diferencias entre cuantificaciones de actividades requeridas por tipo de actividad, con valores FTI mayores a los de A&M.

ACTIVIDAD	CUANTIFICACIÓN A&M	CUANTIFICACIÓN FTI	DIFERENCIA
Sistemas de Alivio (válvulas macho, de alivio, conexiones)	740	772	32
Sistema de venteo y medición	1525	1544	19
Sistema de enfriamiento	1486	1544	58
Anillo de Concreto e Impermeabilización	1528	1592	64
Conexiones del sistema de protección catódica y puesta en tierra	64	80	16
Pozas API	72	80	8
Pozas Auxiliares	32	40	8
Pozas de Almacenamiento de Borra	32	40	8
Sistema de Drenaje de Agua de Lluvia (Zona Estanca)	64	80	16

Tabla 6 - Diferencias entre cuantificaciones de actividades requeridas por tipo de actividad, con valores A&M mayores a los de FTI.

ACTIVIDAD	CUANTIFICACIÓN A&M	CUANTIFICACIÓN FTI	DIFERENCIA
Resane Exterior de Pintura (Línea de Interconexión)	828	796	32
Limpieza e Inspección Interior de Tanques	146	112	34
Válvulas (recepción, despacho, drenaje, otros)	1594	1592	2
Sistema de espuma	1376	0	1376
Resane exterior de pintura de Tanques y Accesorios	866	796	70
Pruebas Hidrostáticas de líneas sobre superficie	36	20	16
Prueba de Hermeticidad	32	24	8
Equipos de Bombeo Sistema de Efluentes	80	48	32

144.455. Que, en ese orden de ideas, A&M elabora un cuadro que contabiliza el cumplimiento de **TDP** respecto a las actividades de mantenimiento, evidenciando la necesidad de demostrar el cumplimiento excesivo del demandante. Pero, el Árbitro advierte que en dicho intento A&M, a modo de ejemplo, señala que la actividad de limpieza interior se realizaba de forma superior, sin embargo, sólo señala entre 2 a 3 tanques de únicamente dos terminales, obviando mencionar todos los tanques que componen la integridad de los terminales. Por lo que, sería complejo concluir que el Árbitro se encontraría frente a un cumplimiento superior al esperado por **PETROPERÚ**:

108. Es importante destacar que esta cuantificación, del cumplimiento de los Planes de Mantenimiento, difiere de la metodología empleada para evaluar el cumplimiento del Manual de Mantenimiento utilizada en el Informe Técnico de A&M³⁷. Dado que el seguimiento del cumplimiento del Plan de Mantenimiento se basa en el presupuesto (párrafo 106), no es necesario segregar las actividades entre mayores y menores, ya que la ponderación correspondiente ya considera el valor del respectivo presupuesto.

Tabla 10 - Cumplimiento del mantenimiento.^{38 39}

AÑO	SISTEMA	ETEN	SALAVERRY	CHIMBOTE	SUPE	CALLAO
2015	Tanques y Tuberías	76,6%	88,5%	40,1%	99,0%	96,1%
2016	Tanques y Tuberías	98,1%	95,5%	94,0%	100,0%	97,4%
2017	Tanques y Tuberías	71,3%	92,6%	70,1%	69,9%	81,7%
2018	Tanques y Tuberías	109,0%	67,0%	58,7%	46,2%	75,2%
2019	Tanques y Tuberías	109,1%	60,4%	101,3%	136,9%	68,3%
2020	Tanques Basado en Riesgo	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
	Mecánico ¹	18,9%	28,6%	81,3%	86,4%	16,4%
	Lavado de Tanques	0,0% ²	0,0% ²	0,0% ²	0,0% ²	0,0% ²
2021	Tanque	100,0%	-	100,0%	-	127,5%
	Mecánico ¹	95,7%	93,1%	100,0%	100,0%	85,5%
	Lavado de Tanques	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	0,0% ³
2022	Sistema de Tanques y Líneas	99,6%	87,2%	98,1%	97,9%	75,5%

¹ Solo para el Sistema de Almacenamiento

² Actividades no priorizadas (ver párrafo 122) debido a las restricciones de actividades no esenciales en la Pandemia de 2020/2021.

³ Actividades no priorizadas debido a las restricciones de actividades no esenciales en la Pandemia de 2020/2021, principalmente en la región del Terminal Callao en 2021 (ver párrafo 123).

Observación: Durante los años 2020 y 2021, TERMINALES DEL PERÚ realizó el seguimiento del cumplimiento de las actividades de mantenimiento del sistema de almacenamiento, dividiéndolas en tres grupos: 'tanques basados en riesgo', 'mecánico' y 'lavado de tanques'. En conjunto, estos tres grupos equivalen a la clasificación utilizada en los otros años.

6.2 ACTIVIDADES PREVISTAS EN EL PLAN DE MANTENIMIENTO QUE ESTÁN POR ENCIMA DE LO QUE INDICA EL MANUAL DE MANTENIMIENTO

6.2.1 Inspecciones fuera de servicio

126. El Plan de Mantenimiento establecido a lo largo de los años de 2015 y 2022 por TERMINALES DEL PERÚ, en lo que se refiere a inspecciones fuera de servicio (mantenimientos mayores y adecuaciones), son más restrictivo en términos de frecuencia, de lo que se pide en los Manuales de Mantenimiento.

127. Lo considerado en los Manuales de Mantenimiento, las inspecciones fuera de servicio deben ser programadas y llevadas a cabo con las siguientes frecuencias, dependiendo del producto que el tanque almacena:

Tabla 14 - Frecuencias indicadas para inspección interior de los tanques.

LIMPIEZA E INSPECCIÓN INTERIOR DE TANQUES	FRECUENCIA
Limpieza interior de Tanques de Turbo	Cada 2 años
Limpieza e Inspección de Tanques de Gasolinas y Kerosene	Cada 6 años
Limpieza e Inspección de Tanques de Diesel y Residuales	Cada 8 años

128. Existe también la información de frecuencias para las Inspecciones Integrales – inspecciones fuera de servicio – en los documentos de los Planes de Mantenimientos (numeral 5)⁴³ que complementan las informaciones brindadas en los Manuales de Mantenimiento (Tabla 14). Estas frecuencias son las mismas presentadas en los Manuales de Mantenimiento, pero con más detalles en función del producto almacenado.

⁴³ Doc. 14 - SDIS-JCOP-1043-2019 -MANTENIMIENTO DE TANQUES EN TP CALLAO

⁴³ Doc. 4 - Planes de Mantenimiento (13020-HTIC-ET-G-PM-001, 13020-HTIC-SA-G-PM-001, 13020-HTIC-CH-G-PM-001, 13020-HTIC-SU-G-PM-001, 13020-HTIC-CE-G-PM-001)

Tabla 15 - Frecuencias indicadas para inspección interior de tanques en los Planes de Mantenimiento.		
PRODUCTO	FRECUENCIA (AÑOS)	
Tanques de Etanol y Biodiesel 100	Cada 5 años en promedio	
Tanques de Gasoholes (mezclas), Turbo y Slop	Cada 6 años en promedio	
Tanques de Diesel y Mezclas de Biodiesel, Residuales	Cada 8 años en promedio	

129. Tomando los Planes de Mantenimiento entre 2015 y 2022 para los terminales del Norte y Centro, junto con los informes de inspección internas, que son los documentos que comprueban la ejecución de esta actividad, llegase al mapa presentado en la Tabla 16, con las cantidades de inspecciones fuera de servicio requeridas por los Manuales de Mantenimiento y las cantidades de estas inspecciones que fueron efectivamente ejecutadas a lo largo de este periodo.

Tabla 16 - Cuantificación de inspecciones interiores requeridas y efectivamente ejecutadas.

TERMINAL	# INSP. FUERA DE SERVICIO REQUERIDAS SEGÚN LOS MANUALES DE MANTENIMIENTO	# INSP. FUERA DE SERVICIO EJECUTADAS
Eten	16	28
Salaverry	17	22
Chimbote	17	23
Supe	15	23
Callao	56	67
TOTAL	121	163

130. Se puede notar que las cantidades requeridas para la ejecución de estas inspecciones fuera de servicio, según los Manuales de Mantenimiento, son menores de las que realmente fueran ejecutadas, siendo previstas en los Planes de Mantenimiento y teniendo los respectivos informes de inspección y mantenimientos. TERMINALES DEL PERÚ ejecutó 35% más inspecciones fuera de servicio de lo que era requerido de 2015 a 2022: 163 contra 121.

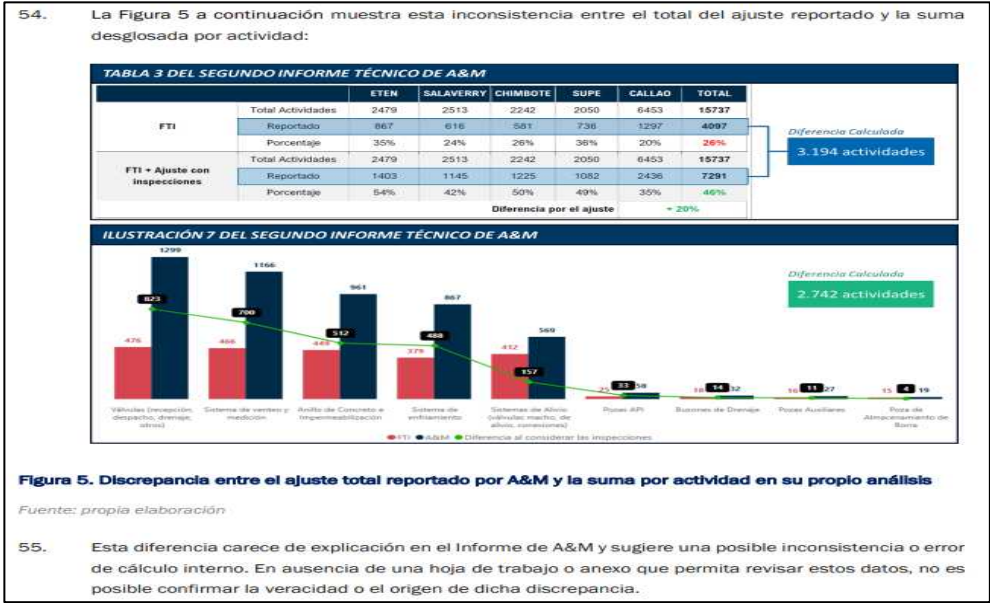
131. Esta diferencia se da por la decisión de TERMINALES DEL PERÚ para seguir de manera más cercana la condición de los tanques, para garantizar que sus integridades estén de acuerdo con lo requerido con las normas (principalmente la API 653).

6.2.3 Limpieza interna de tanques con producto Turbo A1					
136. Otro ejemplo de actividades de mantenimiento que TERMINALES DEL PERÚ lleva una frecuencia más restricta de la que pide los Manuales, son las limpiezas internas de los tanques con producto Turbo. En los Manuales, estos tanques deben ser limpios internamente a cada dos años.					
<table><tr><td>Limpieza e Inspección Interior de Tanques</td><td></td></tr><tr><td>Limpieza interior de Tanques de Turbo</td><td>Cada 2 años</td></tr></table>		Limpieza e Inspección Interior de Tanques		Limpieza interior de Tanques de Turbo	Cada 2 años
Limpieza e Inspección Interior de Tanques					
Limpieza interior de Tanques de Turbo	Cada 2 años				
Ilustración 16 - Recorte del Manual de Mantenimiento detallando la frecuencia indicada para limpieza interior de tanques de turbo A1 ⁴⁴ .					
⁴⁴ Doc. 12 - IN-2503-01-TDPE-01-00 Informe Gap Analysis Inspecciones API 653 y Anexos ⁴⁵ Doc. 24 - TP-LE-CO-0011-2021 Contrato TUV Inspect TQs TP Signed ⁴⁶ Doc. 2 - Manuales de Inspección y Mantenimiento (PP-TER-ET-G-PM-001, PP-TER-SA-G-PM-001, PP-TER-CH-G-PM-001, PP-TER-SU-G-PM-001, PP-TER-ET-G-PM-001) -CONFIDENCIAL-					
43					
ALVAREZ & MARSAL					
137. Todavía, TERMINALES DEL PERÚ, en los Planes de Mantenimiento, ha programado estas limpiezas con frecuencias mayores a la que los Manuales de Mantenimiento indica.					
138. Entre 2015 y 2022, 5 tanques almacenaban Turbo A1:					
- Terminal Eten - Tanque 02 – de 2015 a 2018 - Tanque 18 – de 2015 a 2019 - Terminal Callao - Tanque 7A – desde 2015 - Tanque 12A – desde 2015 - Tanque 44 – de 2015 a 2020					
139. Por el análisis realizado, las cantidades de limpiezas internas ejecutadas por TERMINALES DEL PERÚ para los cinco tanques superan lo requerido entre 2015 y 2022, conforme los Planes de Mantenimiento.					

Respecto al Segundo Informe Pericial de FTI (presentado por **PETROPERÚ**)¹²⁵

144.456. Que, continuando con el análisis de los informes, el Árbitro advierte que FTI identifica inconsistencias respecto a la cuantificación de actividades a realizar, respecto al informe presentado por A&M, como se puede observar a continuación:

¹²⁵ Ver Anexo RER-03 del demandado.



144.457. Que, por otro lado, se observa que A&M propone tomar las inspecciones visuales como evidencia de ejecución de mantenimiento, sin embargo, éstas sólo tienen un rol diagnóstico complementario, conforme señala FTI:

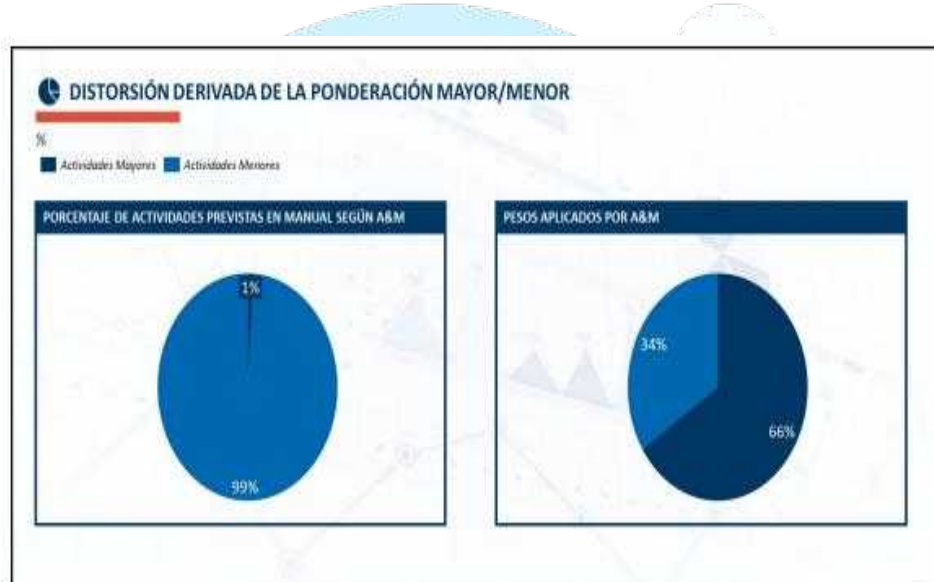


144.458. Que, el informe de FTI señala que A&M propone un sistema de cumplimiento ponderando en actividades mayores y menores; sin embargo, ello es limitado, ya que, se puede observar, que sólo considera como actividad mayor a la «Limpieza e inspección interior de tanques»:

4.3.1 Metodología de ponderación propuesta por A&M

65. En su Segundo Informe Técnico, A&M propone evaluar el cumplimiento del Plan de Mantenimiento utilizando una metodología de cumplimiento ponderado, en la cual las actividades no tendrían el mismo peso en el cálculo del cumplimiento global. Bajo este enfoque, A&M asigna una mayor ponderación a aquellas actividades que considera más relevantes para la integridad del activo. No obstante, de acuerdo con su propia clasificación, la única actividad que A&M califica como mayor es la "Limpieza e Inspección Interior de Tanques", considerando todas las demás como actividades "menores".
66. Según A&M, este método permitiría reflejar de forma más precisa el impacto real del mantenimiento sobre la operación y la vida útil de los activos. Bajo su sistema, un incumplimiento en una actividad "mayor" tendría un efecto desproporcionadamente más alto en el porcentaje final que varios incumplimientos "menores". De esta manera, A&M presenta niveles elevados de cumplimiento técnico, incluso en escenarios con múltiples omisiones respecto de las actividades previstas en los Manuales de Mantenimiento. En la Figura 9 a continuación se demuestra esta distorsión:

144.459. Que, ello genera una evidente distorsión en la percepción de los porcentajes de cumplimiento de **TDP**, como se puede observar a continuación:



67. Como se puede observar, en el propio análisis de A&M²³, el total de actividades a realizar por TERMINALES DEL PERÚ durante el periodo 2015 a 2022 era de 12.316 actividades. De estas, A&M clasificó 146 como actividades "mayores" y 12.170 como actividades "menores". Esto significa que, proporcionalmente, las actividades identificadas como "mayores" representan solo el 1% del total, mientras que las "menores" constituyen el 99%.
68. Sin embargo, de acuerdo con los datos de A&M sobre las actividades reportadas como completadas, TERMINALES DEL PERÚ ejecutó 179 actividades "mayores" (lo que representa un cumplimiento del 123%, aunque se limita al 100%), pero solo 7.615 actividades "menores", lo que equivale a un cumplimiento del 63% para estas últimas.

144.460. Que, en ese sentido, el informe de FTI señala que dicha ponderación carece de base contractual y técnica. Haciendo mención a la flexibilización de ciertas actividades y cómo éstas no podrían considerarse un cumplimiento pleno (íntegro de la obligación):

Figura 16. Actividades con posible modificación en frecuencia de ejecución

Fuente: Elaboración propia basado en los Manuales de Mantenimiento

91. Como se puede observar en la Figura 17 a continuación, estas flexibilidades representan solamente un 8% del total de 244 actividades de mantenimiento listadas en los Manuales de Mantenimiento de cada

⁹⁰ FTI-048 Segundo Informe Pericial Técnico de A&M, párrafo 62

36 • FTI Consulting

terminal. De este 8%, solo 5% de las 244 actividades son relacionados con los Sistemas de Almacenamiento: el lavado exterior como se define en la Clausula 10.1.2, y la limpieza de fondos de tanques como so define en la Clausula 11.2.2. La mayoría de las actividades —como inspecciones de válvulas, drenajes, escaleras, sistemas contra incendio, válvulas de alivio, drenajes de fondo, etc.— tienen una frecuencia fija no sujeta a revisión ni ajuste unilateral, salvo a través del proceso dispuesto en la Cláusula 8.8 de los Contratos de Operación, analizada en el párrafo 95 a continuación. Cabe precisar que en esta análisis, solo contamos los actividades mismos una vez.



4.6.2 Ausencia de trazabilidad y validación en el análisis de A&M

109. Es importante señalar que A&M no ha presentado un análisis independiente de los presupuestos de TERMINALES DEL PERÚ, ni realizó una verificación de los costos efectivamente ejecutados. Además, en el documento titulado *Análisis de Planes de Mantenimiento*⁵⁵, se observa que los porcentajes reportados están codificados de forma fija (*hard-coded*). A modo de ejemplo, hemos podido rastrear dicha información hasta los datos proporcionados por TERMINALES DEL PERÚ en el Doc-10 – *Informes de Planes de Mantenimiento*, lo que confirma que las cifras presentadas por A&M son únicamente una reiteración de los datos de TERMINALES DEL PERÚ.

110. Tampoco se ha proporcionado información verificable, ni por parte de A&M ni de TERMINALES DEL PERÚ, que explique cómo se elaboraron los presupuestos anuales ni como derivan el porcentaje del presupuesto ejecutado, o que permita evaluar la eficiencia del gasto en relación con lo planificado. Esta falta de evidencia de respaldo implica que no podemos confirmar la veracidad del cumplimiento declarado por TERMINALES DEL PERÚ y A&M bajo este método, ni siquiera con referencia a las órdenes de compra analizadas en la sección 4.6.3 de nuestro Informe a continuación. Asimismo, entendemos que dichos detalles nunca han sido proporcionados a PETROPERÚ por parte de TERMINALES DEL PERÚ.

Respecto al Tercer Informe Técnico de A&M (presentado por TDP)¹²⁶

144.461. Que, en torno a este informe, el Árbitro considera que lo más relevante son los cuadros donde se visualiza el porcentaje de cumplimiento sobre cada tanque desde el 2015 hasta el 2024:

Tabla 6 – Los porcentajes totales de cumplimiento del mantenimiento.¹²⁷ ¹²⁸

AÑO	NORTE				CENTRO CALLAO
	ETEN	SALAVERRY	CHIMBOTE	SUPE	
2015	99%	98%	65%	100%	98%
2016	100%	97%	100%	100%	96%
2017	99%	83%	96%	96%	78%
2018	98%	92%	101%	92%	93%
2019	93%	85%	95%	92%	63%
2020*	69%	70%	79%	91%	37%
2021*	98%	99%	99%	99%	68%
2022	82%	95%	95%	96%	86%
2023**	99%	93%	95%	97%	88%
2024**	100%	99%	100%	99%	98%

* La contabilización presentada para estos años no está organizada por sistema, sino planillas de cumplimiento de los Planes de Mantenimiento.
** Incluyendo los tanques y tuberías, los tanques de combate contra incendios y la protección catódica de todos estos almacenamientos.

144.462. Que, así también se pueden observar las inconsistencias en frecuencia que presenta el manual:

167.	Finalmente, se constató que las frecuencias recomendadas en los manuales, en muchos casos, no reflejan criterios prácticos operacionales, tales como la demanda real de los equipos, su nivel de redundancia o su condición operativa efectiva. Por ejemplo, la aplicación de frecuencias fijas para inspecciones y mantenimientos en equipos que permanecen en estado de reserva o que cuentan con sistemas redundantes puede generar intervenciones innecesarias. Esta rigidez contrasta con los enfoques modernos establecidos por normas técnicas como la ISO 55000, que promueve una gestión basada en riesgo y ciclo de vida de los activos, y la API RP 580, que recomienda estrategias de inspección ajustadas a la criticidad y condición de los equipos. Esta situación implica la necesidad de aplicar criterios técnicos y operativos adicionales para interpretar adecuadamente la ejecución efectiva de las actividades.
168.	Ante las observaciones anteriores, se decidió adoptar una interpretación técnica integral de los numerales 10 y 11, así como del plan de mantenimiento anexo al manual, a pesar de la falta de correlación entre estos tres elementos. Para ello, se priorizó la evidencia documental disponible como órdenes de compra, <i>checklists</i> diarios, informes de ejecución de contratistas y los reportes anuales de cumplimiento, con el fin de asegurar una evaluación realista del nivel de ejecución de las actividades de mantenimiento durante el período analizado. Esta interpretación también se sustenta en la propia filosofía de los Manuales de Mantenimiento, los cuales — como ya se señaló en informes anteriores — fueron concebidos como documentos técnicos de referencia general, orientados a guiar la planificación y ejecución de las actividades, sin que constituyan por sí mismos un instrumento normativo vinculante o de aplicación estricta.
169.	Cabe señalar que, dentro del Manual del sistema de despacho, se identificó una sección específica sobre "Reportes al propietario", la cual no se relaciona directamente con actividades de mantenimiento o integridad de los equipos. Este tipo de requerimiento, aunque pueda ser relevante para la gestión contractual, no debería estar incluido en un documento técnico orientado a la planificación, ejecución y seguimiento de actividades operativas de mantenimiento. Su inclusión puede generar interpretaciones ambiguas respecto al verdadero alcance de las obligaciones de mantenimiento.

¹²⁶ Ver Anexo CER-09 del demandante.

Respecto al Tercer Informe Técnico de FTI (presentado por PETROPERÚ)¹²⁷

144.463. Que, se puede observar que el tercer informe de FTI realiza el mismo análisis a cada tanque, tal como lo hizo A&M en su anterior informe:

4	Observaciones del estado de los sistemas en las visitas a los terminales
4.1	Evidencia directa del estado de los sistemas
150.	Tal como se indicó en nuestro Segundo Informe (Dúplica), FTI realizó visitas a los terminales del Centro y del Norte en mayo de 2025. El objetivo de estas visitas fue dar respuesta a las observaciones sobre la condición actual de los activos señalados por A&M en la Sección 5.4 de su Primer Informe Pericial Técnico ⁶⁰ , y la Sección 5 de su Segundo Informe ⁶¹ . Para ello, se llevaron a cabo inspecciones visuales en todos los terminales con el propósito de documentar el estado visual actual de los activos gestionados por TERMINALES DEL PERÚ, abarcando no solo el sistema de almacenamiento, sino todos los sistemas en su conjunto.
151.	Las fechas de visita para cada activo se indican a continuación:
151.1.	Callao - 12 de mayo 2025 y 28 de mayo 2025;
151.2.	Eten - 13 de mayo 2025;
151.3.	Salaverry - 14 de mayo 2025;
151.4.	Supe - 26 de mayo 2025;
151.5.	Chimbote - 27 de mayo 2025.
152.	En las siguientes subsecciones, describiremos nuestras observaciones de sistemas seleccionados en cada uno de los activos cubiertos por el contrato de mantenimiento con TERMINALES DEL PERÚ. A continuación, abordaremos las posibles consecuencias reales de esta falta de mantenimiento y concluiremos con nuestra interpretación del análisis de A&M sobre el impacto de los cambios en los productos almacenados en la degradación de tanques específicos.
153.	Cabe precisar que las fotografías que llevan el logotipo de MA&C fueron tomadas por FTI con equipo fotográfico perteneciente a MA&C.
154.	También vale la pena mencionar que el estado actual de los activos terminales tal como se observa tampoco debe tomarse como representativo de la condición de los activos cuando se produjo la resolución del contrato, como afirmamos en nuestro Segundo Informe Pericial.

144.464. Que, a partir de ello concluye que el incumplimiento del mantenimiento llevaría a problemas más críticos respecto a poder rescatar los tanques de catástrofes que podrían haber sido evitadas:

191.	La forma en que se manifestarán estos riesgos variará según el tipo de equipo, pero adoptarán las siguientes formas no exhaustivas:
191.1.	Aumento de fugas en tuberías, tanques y bombas interconectadas, lo que genera preocupaciones en la gestión de riesgos ambientales y de salud y seguridad;
191.2.	Mayor frecuencia de fallas en las bombas durante el despacho, la recepción o la aditivación, lo que resultará en mayores costos operativos y posibles demoras en la entrega del producto a clientes finales clave;
191.3.	Aumento de fallos eléctricos en equipos de control clave debido al mantenimiento inadecuado de los conductos eléctricos;
191.4.	Falta de disponibilidad de sistemas de extinción de incendios en tanques críticos debido a interrupciones para reparaciones y mayores costos de medidas adicionales de mitigación de incendios que deberán implementarse de manera temporal.
192.	Más allá de estos riesgos operativos muy reales que comprometen la disponibilidad de los activos, es probable que el futuro operador de estos activos no cuente con datos detallados de inspección, incluyendo espesores de pared, tasas típicas de corrosión ni ningún catálogo real de información crítica sobre la experiencia operativa de cada uno de estos tanques durante los últimos 10 años. Esto inevitablemente implicará que cualquier futuro operador deberá pasar por un período de descubrimiento donde es probable que se detecten daños adicionales no aparentes solo mediante inspección visual, los cuales resultarán en costos adicionales para mitigarlos. Aún no se sabe con certeza el costo que esto podría implicar, pero es probable que ascienda a decenas de millones de dólares.

144.465. Que, el Árbitro advierte, además, que **TDP** en la recta final del proceso plantea la posibilidad de que sí se trate de incumplimientos, pero que, de serlos, a su entender,

¹²⁷ Ver Anexo RER-04 del demandado.

no son esenciales. Sin embargo, es importante tener en cuenta que el contrato no hace distinción sobre los incumplimientos, indicando claramente que **cualquier incumplimiento de las obligaciones** activa el procedimiento para intimar y, de no subsanarse dichos incumplimientos, se puede resolver el contrato.

- 144.466. Que, del análisis de los Planes de **TDP** y los Planes/Manuales de **PETROPERÚ** (que forman parte del contrato materia de autos), así como de los informes técnicos y pericias ofrecidas por las partes, el Árbitro entiende que no solo **TDP** no demostró haber desarrollado planeamientos que sean mucho más eficientes que los exigidos por **PETROPERÚ**, sino que además no logró demostrar que cumpliera en su totalidad con sus propios planes, dichos incumplimientos podrían expresarse en el riesgo de pérdida de contención en tanques de almacenamiento (efecto crítico).
- 144.467. Que, en ese sentido, el incumplimiento más grave que el Árbitro ha podido documentar es el del Sistema 9 «Protección Catódica de Fondo de Tanques en Chimbote», declarado como «no implementado» por **TDP** en 2015 y sostenido sin programación hasta 2022 (aproximadamente 8 años) sin protección catódica. Ello implica que el fondo de un tanque sobre suelo se corroe por ataque galvánico y la consecuencia técnica esperable es la perforación del fondo con fuga del producto al subsuelo; y, como consecuencia, la contaminación de la napa freática, riesgo de incendio si el producto es inflamable, y pérdida del activo (entiéndase que un tanque de gran capacidad puede costar varios millones de dólares en reposición y meses fuera de servicio).
- 144.468. A ello se le puede sumar que **TDP** en su plan 2022 omitió completamente el mantenimiento mayor de tanques (vaciado, desgasificación, inspección integral interna) en comparación con el plan de **TDP** de 2018, que sí cubría 5 tanques. Sin estas inspecciones internas periódicas (que el Manual de **PETROPERÚ** exigía cada 5/6/8 años según producto), no hay forma de detectar corrosión interna, picaduras o adelgazamiento de chapa antes de la falla.
- 144.469. Que, por otro lado, el Árbitro también advierte que existe un riesgo en lo que respecta a las líneas submarinas y emisor (de nivel ALTO), siendo que se ha podido observar que el Certificado de Inspección Subacuática de Tuberías Submarinas (de frecuencia bianual) y el Certificado de Inspección del Emisor Submarino (de frecuencia bianual) aparecen sistemáticamente listados pero no programados, o directamente omitidos en el Plan de 2022 con respecto a Chimbote. Se sabe que las tuberías submarinas conducen producto entre buque y terminal; esto quiere decir que en el escenario en el cual exista una falla no detectada, ello implicaría un derrame marino — con todo lo que eso significa (daño ambiental, legal y reputacional).

144.470. Que, asimismo si se analizan las consecuencias de un mantenimiento deficiente, también podremos advertir que podría presentarse un riesgo en el Sistema Contra Incendio (de nivel ALTO). Por ejemplo, en el caso de Chimbote, el mantenimiento mayor del Tanque de Agua CI cada 8 años se programó en 2017, pero se omitió en 2018 y 2022. Si ese tanque está corroído internamente y falla cuando se necesita, el sistema CI queda comprometido en una emergencia.

144.471. Que, por otra parte, respecto al posible riesgo en el Sistema de Vapor (a nivel MEDIO-ALTO), en el caso de los terminales de Eten, Salaverry y Supe **TDP** omite Vapor en los planes de 2017/2018/2022. Ello, significa calderos sin mantenimiento preventivo lo que podría presentar un riesgo de explosión de tubo, falla de válvula de seguridad o incendio. Chimbote sí tiene mantenimiento en torno a Vapor, pero **TDP** omitió el mantenimiento mayor de calentadores y serpentines (cada 8 años) en todos los años.

144.472. Que, haciendo una aplicación de lo señalado en los informes técnicos y pericias, también se ha podido advertir que no solo se estaría hablando de un riesgo proyectado a futuro sino de un daño que es muy probable que ya ocurrió y FTI lo documenta con evidencia en sus informes, con observaciones notables en 6 tanques específicos:

- Tanque 42 — Callao
- Tanque 51 — Callao
- Tanque 15 — Chimbote
- Tanque 7 — Eten
- Tanque 11 — Supe
- Tanque 17 — Salaverry

144.473. Que, el Árbitro ha podido advertir que FTI muestra fotografías de degradación severa real en los tanques 7 (Eten), 51 (Callao) y 11 (Supe): corrosión avanzada en planchas de acero, picaduras profundas, deterioro estructural visible. FTI¹²⁸ concluye textualmente que son "degradaciones significativas que podrían haberse evitado si TERMINALES DEL PERÚ hubiera seguido un plan de mantenimiento adecuado".

144.474. Que, como se ha señalado, el Terminal Chimbote ha tenido el peor patrón de incumplimiento del Sistema 9 (Protección Catódica de Tanques no implementada por 8 años) y omisión de mantenimiento mayor en 2022. La degradación

¹²⁸ Ver Anexo RER-01 del demandado.

documentada del Tanque 15 en el informe de FII, es coherente con esos incumplimientos.

144.475. Que, por otra parte, el proyecto 330KBls de Eten (Figura 18 FII): se puede observar que los tanques del proyecto paralizado presentan «deterioro y corrosión significativos». FII sostiene que **TDP** no preservó las obras paralizadas, lo que significa que **PETROPERÚ** tendría que, en su momento, reconstruir desde cero, no solo reanudar.

144.476. Que, si nos referimos a la cronología de cartas **PETROPERÚ-TDP (2017-2023)**, ambas partes presentan informes que documentan que **PETROPERÚ** emitió al menos 13 cartas formales (GCT-277-2017 a GDIS-1834-2022 y posteriores) advirtiendo deficiencias específicas en cada terminal. Las cartas de 2022 son particularmente graves:

- Eten (GDIS-1121-2022¹²⁹): falta de mantenimiento, corrosión, ausencia de registros.
- Salaverry (GDIS-1291-2022¹³⁰): deterioro estructural, omisión de inspecciones internas.
- Supe (GDIS-1513-2022¹³¹): corrosión y deterioro mecánico avanzado.
- Callao (GDIS-1781-2022¹³²): "deterioro mecánico severo, perforaciones, deformaciones".
- Chimbote (GDIS-1834-2022¹³³): "fallas en recubrimientos, deformaciones estructurales, riesgos ambientales por ausencia de drenaje".

144.477. Que, el Árbitro considera que el daño ya está documentado técnicamente. FII demuestra cumplimiento real del 28% promedio (vs el 100% exigido contractualmente), inspecciones API 653 con observaciones notables en 6 tanques específicos incluyendo el Tk15 Chimbote (que es uno de los terminales con los hallazgos más críticos), tanques con deterioro y corrosión significativa en proyecto Eten 330KBls, y cartas de **PETROPERÚ** a **TDP** describiendo "deterioro mecánico severo, perforaciones, deformaciones" en Callao y "fallas en recubrimientos, deformaciones estructurales" en Chimbote desde 2022.

¹²⁹ Ver Anexo R-43 del demandado.

¹³⁰ Ver Anexo R-44 del demandado.

¹³¹ Ver Anexo R-45 del demandado.

¹³² Ver Anexo R-46 del demandado.

¹³³ Ver Anexo R-47 del demandado.

- 144.478. Que, en ese orden de ideas, el Árbitro considera que a este nivel de análisis la pregunta ya no es «qué tanto afectaría si continúa» — la pregunta es **«qué tanto se afectó ya y qué deterioro adicional ocurrió desde 2022 en adelante sin mantenimiento adecuado»**. La continuidad de las deficiencias entre 2022 y la resolución del contrato en marzo de 2024 implica al menos 2 años más de degradación sobre activos ya deteriorados.
- 144.479. Que, por lo expuesto, el Árbitro que suscribe este voto en discordia tiene la convicción de que se trata de incumplimientos contractuales importantes.
- 144.480. Que, por otra parte, el Árbitro considera importante hacer mención respecto de la teoría esgrimida por **TDP** como argumento de defensa, basada en los actos propios. Sin embargo, en torno a dicha teoría es importante tener en cuenta lo señalado por Azzo, quien menciona que: «resulta admisible volver contra los propios actos, en principio, cuando el primero de ellos —o la primera conducta— fue contrario a una expresa disposición legal. En tanto, resulta inadmisble intentar volver contra el acto propio cuando el primero de ellos fue legítimo.»¹³⁴
- 144.481. Que, este Árbitro está convencido de ello. Es claro que, en Derecho peruano, una conducta contraria a derecho no crea derecho.
- 144.482. Que, en ese sentido, se puede indicar que la teoría de los actos propios no constituye un principio general ni una norma jurídica autónoma, sino una regla de derecho con valor normativo derivada del principio de buena fe objetiva, que sanciona la pretensión incoherente y anti leal. Su aplicación exige coherencia conductual y opera como límite al ejercicio abusivo de los derechos.
- 144.483. Que, de ese modo, la teoría de los actos propios exige la concurrencia de tres presupuestos para su aplicación: una conducta previa vinculante, una pretensión contradictoria posterior y la identidad subjetiva entre quien actúa inicialmente y quien luego se contradice. Algunos autores agregan un cuarto presupuesto de subsidiariedad, pero doctrinalmente no es unánime. Siendo éstas: i) conducta vinculante, ii) pretensión contradictoria, iii) identidad de sujetos; y, iv) subsidiariedad.
- 144.484. Que, en cuanto a la conducta vinculante, ella es un comportamiento previo que revela, de forma objetiva, la posición adoptada por el sujeto respecto de una

¹³⁴ Citado por DE LA PUENTE Y LAVALLE, Manuel. «La doctrina de los actos propios», en *Estudios de derecho civil, obligaciones y contratos. Libro homenaje a Fernando Hinestroza, 40 años de rectoría 1963-2003*, t. I, Bogotá: Universidad Externado de Colombia, 2003, p. 354.

situación jurídica. Díez-Picazo citando a Betti¹³⁵, señala que el derecho no opera sobre hechos aislados, sino sobre actitudes que proyectan expectativas. Para Borda¹³⁶ y Ekdahl¹³⁷, la conducta debe ser reconocible y apta para crear confianza razonable sobre el comportamiento futuro.

- 144.485. Que, respecto a la pretensión contradictoria, considerada como el segundo presupuesto, consiste en una pretensión posterior, judicial o extrajudicial, que busque un resultado incompatible con el comportamiento previo. No basta una divergencia formal: se requiere un conflicto concreto entre la confianza generada y la conducta ulterior. Además, la pretensión debe ser lícita en abstracto, pues la teoría sanciona la contradicción objetiva, no la ilicitud intrínseca. No se aplica cuando la contradicción está expresamente permitida por la ley.
- 144.486. Que, este Árbitro debe recordar que en el Derecho peruano no existe norma legal alguna que impida tener una segunda conducta distinta a una precedente.
- 144.487. Que, en cuanto a la identidad de sujetos, consiste en la exigencia de identidad entre quien realizó la conducta previa y quien formula la pretensión contradictoria, así como identidad del destinatario de ambos actos.
- 144.488. Que, respecto a la subsidiariedad, para autores como De la Puente¹³⁸ y Borda¹³⁹, la teoría opera de forma supletoria: sólo cuando no exista una solución legal expresa. Si la ley regula la contradicción, prevalece el texto normativo.
- 144.489. Que, en ese sentido, Castillo Freyre y Sabroso Minaya indican que: «Siguiendo la misma línea expuesta, López Mesa y Rogel Vide señalan que es inaplicable la teoría de los actos propios en aquellos casos en que el primer acto versase sobre una cuestión de orden público, indisponible para las partes.»¹⁴⁰
- 144.490. Que, a entender de este Árbitro, la teoría de los actos propios resulta de difícil aplicación en infinidad de supuestos, entre ellos, claramente: 1) Cuando estamos en presencia de contratos celebrados a través de cualquiera de los mecanismos que

¹³⁵ DÍEZ-PICAZO PONCE DE LEÓN, Luis. «La doctrina de los actos propios», ob. cit., p. 195.

¹³⁶ BORDA, Alejandro. «La teoría de los actos propios», ob. cit., p. 68.

¹³⁷ EKDAHL ESCOBAR, María Fernanda. «La doctrina de los actos propios». Santiago: Editorial Jurídica de Chile, 1989, p. 105.

¹³⁸ DE LA PUENTE Y LAVALLE, Manuel. «La doctrina de los actos propios», en *Estudios de derecho civil, obligaciones y contratos. Libro homenaje a Fernando Hinestroza, 40 años de rectoría 1963-2003*, t. I, Bogotá: Universidad Externado de Colombia, 2003, p. 356.

¹³⁹ BORDA, Alejandro. «El abuso del derecho y la teoría de los actos propios», art. cit., p. 1015.

¹⁴⁰ CASTILLO FREYRE, Mario y SABROSO MINAYA, Rita. «La teoría de los actos propios: Doctrina y jurisprudencia». Instituto Pacífico. 2017. pg.128.

faculta la contratación pública, como ocurre en el caso de autos; siendo tales mecanismos de aplicación obligatoria, imperativa o de orden público; 2) Ello, habida cuenta de que el ganador de una licitación, como es el caso, podría beneficiarse con tener la propuesta ganadora del proceso y, luego, ejecutar el contrato en condiciones distintas de aquellas a las que se obligó, las mismas que podrían representar menores costos de ejecución del propio contrato; 3) Cuando una empresa estatal y sus funcionarios se hallan obligados a respetar, en su integridad, los términos contractuales pactados por la propia empresa; 4) Cuando el contrato establece claramente que para la modificación del mismo ella debe producirse siguiendo necesariamente una formalidad; 5) Cuando la modificación contractual a través de la celebración de una adenda escrita, impide considerar que el contrato se hubiere modificado a través de supuestos comportamientos tácitos de las partes; 6) Cuando tales modificaciones contractuales, con formalidades pre establecidas, nunca se hubieran producido; 7) Cuando el texto del contrato es claro, en el sentido de aquello que tiene que ser ejecutado por las partes; 8) Cuando no sea materia controvertida la interpretación de lo pactado en el contrato; 9) Cuando no haya habido una conducta uniforme de la contraparte, en el sentido de asumir, de manera invariable, la ejecución contractual de la contraria; 10) Cuando, de haber habido tales conductas, ellas no hubiesen sido expresadas por los representantes legales de una empresa, sino por funcionarios que no tenían las facultades y no habían seguido los procedimientos legales para modificar un contrato.

- 144.491. Que, en razón a lo expuesto, resulta imposible aplicar al caso la denominada teoría de los actos propios, la misma que, por lo demás, carece de sustento legal alguno en la legislación peruana aplicable al caso. No debe olvidarse que nos encontramos frente a un arbitraje de derecho y no frente a uno de conciencia, categoría, esta última, absolutamente residual en la legislación peruana y, obviamente, ajena al convenio arbitral contenido en los contratos materia de autos.
- 144.492. Que, en ese orden de ideas, este Árbitro considera que la denominada teoría de los actos propios no puede ser empleada de manera ligera, cuando, en el escenario en el que se desenvuelven los hechos, una de las partes tiene pleno conocimiento de que no está ejecutando a cabalidad lo establecido en el contrato ni en sus anexos, y no corrige dicho comportamiento, sino que mantiene el incumplimiento durante un determinado tiempo. Esto, más aún, en el ámbito más sensible de la contratación en el Perú, como es el relativo a la contratación con el Estado. Si en la esfera de la contratación privada debe tenerse sumo cuidado con la aplicación de la denominada teoría de los actos propios, el ámbito de la contratación pública requiere de un análisis mucho más minucioso.

144.493. Que, finalmente, en ese orden de ideas, se debe tener en cuenta que la pasividad no implica conformidad, así como el silencio no implica manifestación de voluntad (artículo 142 del Código Civil); esta afirmación refleja principios fundamentales del derecho civil y la libertad personal. Al indicar que la pasividad no implica conformidad (o el silencio no es voluntad), podemos advertir que en el Derecho peruano la regla general es que el silencio no constituye una manifestación de voluntad, es decir, el hecho de no actuar o callar ante una propuesta no significa que ella se esté aceptando. Por otra parte, el silencio sólo tiene valor jurídico cuando la ley o el convenio le atribuyen ese significado expresamente.

144.494. Que, de nuevo, es importante reiterar que la libertad de cambiar de opinión tiene una perspectiva de derechos humanos y libertad personal, es decir, toda persona tiene el derecho a cambiar de parecer. Esto se fundamenta en la libertad de opinión y expresión, permitiendo rectificar o modificar posturas previas. Por lo tanto, se puede considerar la expresión «Quien calla no niega ni afirma»; siendo que la única voluntad que exterioriza es la de guardar silencio. Ello lo vemos expresado en el Capítulo I «Derechos fundamentales de la persona» en el artículo 2 inciso 4 de la Constitución Política del Perú:

«TÍTULO I
DE LA PERSONA Y DE LA SOCIEDAD
CAPÍTULO I
DERECHOS FUNDAMENTALES DE LA PERSONA
(...)
Artículo 2º.- Toda persona tiene derecho:
(...)
4. A las libertades de información, opinión, expresión y
difusión del pensamiento mediante la palabra oral o escrita o
la imagen, por cualquier medio de comunicación social, sin
previa autorización ni censura ni impedimento alguno, bajo
las responsabilidades de ley.»

144.495. Que, en torno al incumplimiento relativo a la aplicación del Manual/Plan de mantenimiento elaborado por **PETROPERÚ** por parte de **TDP**, este Árbitro considera que no se ha demostrado de manera fehaciente dicho cumplimiento y que, contrario a ello, se han podido observar variaciones significativas entre los planes elaborados por las partes. Asimismo, no existe medio probatorio alguno que demuestre que TDP ha cumplido con aplicar el procedimiento señalado en el contrato y sus anexos, a efectos de modificar el Manual/Plan de **PETROPERÚ**, ni tampoco ha logrado demostrar que los planes elaborados por **TDP** hayan resultado más beneficiosos para el estado de los activos del Terminal del Centro.

Segundo incumplimiento

Análisis de los requisitos de la resolución respecto a la baja de bienes identificados del
Terminal del Norte

144.496. Que, en torno al segundo incumplimiento, este consiste, al igual que en el caso del Terminal Centro, en no haber dado de baja a determinados bienes. En ese sentido, el Árbitro considera que corresponde, al igual que en la primera pretensión, analizar lo señalado en el contrato y sus anexos respecto a esta obligación; y, comprobar si se cumplió con el proceso establecido para la resolución del contrato.

144.497. Que, en ese orden de ideas, se puede observar que la Cláusula Séptima del contrato hace mención a la auditoría que se llevaría a cabo con la finalidad de que se determine el estado de las instalaciones y los activos:

7.4 El Contratante entregará al Operador las instalaciones del Terminal de acuerdo a la información que ha revisado en el Data Room.

Dentro de los seis (6) meses siguientes posteriores a la Fecha de Suscripción del Contrato las Partes llevarán a cabo una auditoría para determinar el estado de los bienes e instalaciones de los Terminales. El costo de esta auditoría y la designación del auditor se establecen en el acápite 4.1.11.

144.498. Que, ello se condice con lo señalado en la Cláusula 11.3 de los contratos, la misma que señala lo siguiente:

13.11 Bienes Dados de Baja

Para aquellos bienes de uso que el Operador considere dar baja, deberá presentar una comunicación notarial al Contratante, el cual deberá manifestar su conformidad dentro de los treinta (30) Días de recibida la comunicación. En caso el Contratante no comunique al Operador la desaprobación de la misma en dicho plazo, se considerará aprobada la solicitud.

El Operador se encargará a su costo de la realización de las actividades necesarias (planes de abandono, desmontajes, demoliciones, traslados, remediaciones ambientales, disposición de residuos que lo requieran, entre otras) para el retiro de los bienes dados de baja de las zonas operativas poniendo dichos bienes o sus partes a disposición del Contratante, quién tendrá a cargo todas las acciones para su disposición final. El Contratante devolverá al Operador los costos de la remediación ambiental y de la disposición de residuos contaminados, en tanto les sean atribuibles.

144.499. Que, ello aunado al pliego de consultas en el que se puede observar en la consulta n.º 204 la respuesta del demandado:

La sugerencia no es aceptada.

204. En el caso de los bienes dados de baja se indica que EL OPERADOR se encargará a su costo de las actividades necesarias incluyendo desmontajes, demoliciones, traslados, remediaciones ambientales, entre otras, al respecto:

Concurso Público para seleccionar a los Operadores de los Terminales Norte, Centro y Sur.

Comité Central: Proceso de Contratación
de Operación de Terminales Norte, Centro y Sur.

Página 66 de 86

- a. Dado que estos bienes no generan ningún beneficio a la operación solicitamos que los costos generados sean tratados como Inversión Adicional
- b. Los costos de remediación deberían ser repartidos entre EL OPERADOR y EL CONTRATANTE en función de las responsabilidades de cada uno en la generación de la contaminación.

RESPUESTA:

a. A excepción de los costos de remediación, durante los primeros 4 años contados a partir de la fecha de suscripción, se tratará como Inversión Adicional los costos de las actividades necesarias para dar de baja los bienes de los Terminales. Luego el tratamiento de estas actividades se realizará de acuerdo a lo establecido en el acápite 13.11 del Modelo de Contrato de Operación.

b. De acuerdo al acápite 13.11 del Modelo de Contrato de Operación, el Contratante devolverá al Operador los costos de la remediación ambiental y de la disposición de residuos contaminados, en tanto le sean atribuibles.

144.500. Que, por otra parte, tenemos el Procedimiento para la ejecución de Inversiones Comprometidas y Adicionales de los Contratos de Operación para los terminales bajo análisis, el mismo que indica en el numeral 4.1, lo siguiente:

4.1 Programa de Inversiones Adicionales

El Operador deberá llevar a cabo las Inversiones Adicionales contempladas en el Anexo 3 del Contrato de Operación. El Contratante alcanzará los informes de las Auditorías Técnicas, Legales y Ambientales, con las observaciones realizadas por los entes fiscalizadores en materia técnica, de seguridad y medio ambiente así como los compromisos adquiridos previamente, dichos compromisos no generarán responsabilidad nueva al Operador. Con el resultado de estos informes el Operador, en conjunto con el Contratante, reevaluarán los plazos de las inversiones para cumplimiento de la normatividad vigente y de ser necesario se realizarán las actualizaciones del cronograma, con la aprobación de Osinergmin y otras autoridades competentes, que permita levantar las observaciones, con plazos de cumplimiento adecuados, sin poner en riesgo la seguridad de la planta ni el abastecimiento de su área de influencia.

El Contratante devolverá al Operador los costos de remediación ambiental y la disposición de residuos contaminados, en tanto sean atribuibles a El Contratante, que sean requeridos para el cumplimiento de los objetivos de los Proyectos de Inversión Adicional.

El Operador es responsable del diseño, ejecución, puesta en marcha y correcto funcionamiento de la inversión adicional, así como de la obtención de las licencias y autorizaciones requeridas de acuerdo a las normas legales vigentes.

En el mes de noviembre de cada año el Operador presentará la actualización del Programa de Inversiones Adicionales para los próximos 3 años la cual deberá ser elaborada considerando los



riesgos y restricciones propias de las operaciones existentes por lo que se deben agrupar los proyectos de manera de dimensionar los frentes de trabajo abiertos simultáneamente, a fin de mantener las condiciones de seguridad y operatividad de los Terminales.

Es obligación del Operador brindar acceso a las instalaciones y proveer las facilidades que sean necesarias para que el Contratante y/o el Inspector realicen su labor de inspección relacionada con las inversiones, siempre y cuando dichas facilidades estén disponibles y no impliquen un costo para el Operador. Así mismo, el Inspector y el Contratante deberán cumplir dentro del Terminal con las normas de seguridad del Operador.

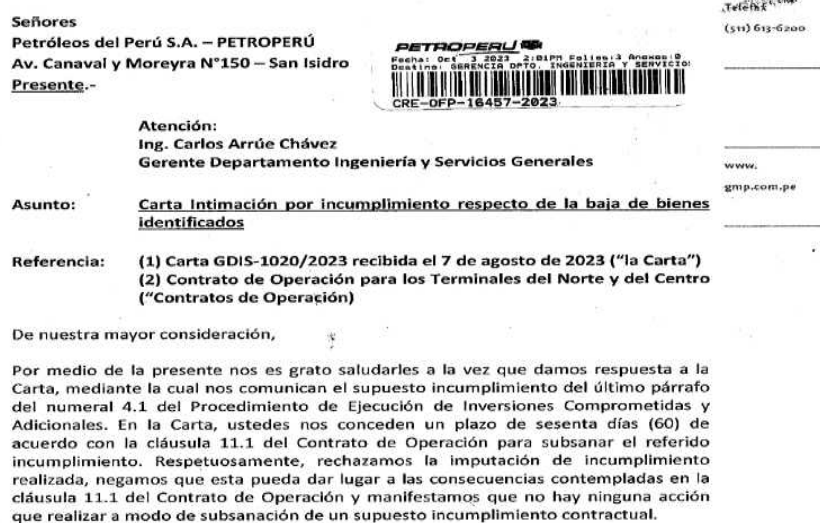
A excepción de los costos de remediación, durante los primeros 4 años contados a partir de la fecha de suscripción, se tratará como Inversión Adicional los costos de las actividades necesarias para dar de baja los bienes de los Terminales.

144.501. Que, por otra parte, el Árbitro advierte que **PETROPERÚ** remite la Carta n.º GDIS-1020-2023¹⁴¹ de fecha 4 de agosto de 2023, la misma que menciona lo siguiente:



144.502. Que, se puede advertir que **PETROPERÚ**, aplicando lo establecido en el contrato y de la misma manera en la que actuó con el Terminal del Centro, otorga sesenta (60) días a **TDP** para cumplir con subsanar aquellos incumplimientos señalados en dicha carta.

144.503. Que, por su parte, **TDP** responde a la carta de intimación mediante la Carta n.º TPG-GGR-364-2023¹⁴² de fecha 2 de octubre de 2023:



¹⁴¹ Ver Anexo C-00150 del demandante.

¹⁴² Ver Anexo C-00156 del demandante.

144.504. Que, el Árbitro considera necesario tener en cuenta que, conforme se ha mencionado, se realizó una auditoría para ver el estado del terminal bajo análisis, siendo así que la empresa Vachler S.A.C., emitió un informe por cada terminal (Chimbote, Supe, Eten y Salaverry)¹⁴³ detallando el estado de los activos que tenían justificación para ser dados de baja:

Supervisión Vachler S.A.C.	INFORME FINAL DE AUDITORÍA DEL TERMINAL CHIMBOTE	Página 195 de 215
----------------------------	---	----------------------

**ANEXO 6: LISTA DE EQUIPOS E INSTALACIONES QUE JUSTIFIQUE
TRAMITAR SU BAJA**

TERMINAL CHIMBOTE

A) SISTEMA DE RECEPCIÓN

1. **El boyarín de señalización del emisor submarino.-** Fue reparado con fibra de vidrio el cual se verificó visualmente el desprendimiento del mismo, se recomienda dar DE BAJA por estar en MAL ESTADO.
2. **08 Mangueras Submarinas de carcasa simple para hidrocarburos líquidos fabricadas bajo la norma COAST GUARD.-** 04 en líneas de blancos y 04 en líneas de negro, se recomienda dar DE BAJA por NO CUMPLIR CON LA NORMATIVIDAD VIGENTE, las mangueras a reemplazar deben cumplir con los requisitos de fabricación bajo norma OCIMF.
3. **04 Luces no fijas para boyas de colores Verde, Ámbar, Blanca y Rojo modelos ML 120, marca Tideland incluye Cargador de batería TBC-4 de 4 Amp - entrada 220 v, marca Tideland.-** Se encuentran en malas condiciones y han sido reparadas perdiendo su condición de hermeticidad, se recomienda dar DE BAJA por MAL ESTADO.

B) SISTEMA DE BOMBEO

1. **Electrobomba CHI 01DB5 – Diesel B5.-** Presenta baja performance, exceso de vibración según Informe predictivo, se recomienda dar DE BAJA.
4. **Electrobomba CHI 04V - Varios.-** Presenta baja performance, se recomienda dar DE BAJA por BAJA EFICIENCIA OPERATIVA.
5. **Electrobomba CHI 08PI500.-** Presenta baja performance, se recomienda dar DE BAJA por BAJA EFICIENCIA OPERATIVA.

C) SISTEMA DE DESPACHO, ADITIVACIÓN Y MEZCLA

1. **Sistema FULL DANTAS.-** Sistema en los puntos de despacho de las Islas 1, 2, 3 y aditivación, el software y hardware del Sistema Full Dantas esta discontinuado por el fabricante Daniel - Emerson. Se recomienda dar DE BAJA por OBSOLESCENCIA.
2. **04 Controladores Danload 6000 (Puntos de despacho Isla 1, 2 y 3).-** Están discontinuados por el fabricante Daniel - Emerson, abastecerá de repuestos hasta abril del 2017, se recomienda dar DE BAJA por OBSOLESCENCIA.
3. **04 Válvulas de control 1815 (Puntos de despacho Islas 1, 2 y 3).-** están discontinuados por el fabricante Daniel - Emerson, se recomienda dar DE BAJA por OBSOLESCENCIA.
4. **01 Medidor de flujo tipo turbina para gasolinas en el punto de despacho 2 de G-84.-** Están discontinuados por el fabricante Daniel - Emerson, se recomienda dar DE BAJA por OBSOLESCENCIA.
5. **05 Brazos de Carga Top Loading.-** Sus repuestos están discontinuados, se recomienda dar DE BAJA a Brazos de Carga Top Loading de PI-500/PI-6/Diesel B5 de las islas de despacho 1, 2, 3, 4 por OBSOLESCENCIA.
 - Isla 1.- 02 Brazos de carga Top Loading de productos PI-500 de 4" y PI-6 de 4".
 - Isla 3.- 01 Brazo de carga Top Loading de producto Diesel B5 de 3".
 - Isla 4.- 02 Brazos de carga Top Loading de producto PI-500 de 4".

¹⁴³ Ver Anexos C-152 – C-153 – C-154 y C-155 del demandante.

6. **01 brazo de carga Top Loading de Ø 3.-** Se encuentra en almacén para despacho de producto Diesel B5, se recomienda dar DE BAJA por FUERA DE SERVICIO y OBSOLESCENCIA.
7. **Tuberías conduit instaladas en el rack de despachos.-** Las tuberías conduit instaladas en el rack de las islas de despacho se encuentran con severa corrosión generalizada, inclusive con cables expuestos, se recomienda dar DE BAJA por estar en MAL ESTADO.

D) SISTEMA DE VAPOR Y TRATAMIENTO DE AGUA

1. **Caldera.-** Dar DE BAJA por ANTIGÜEDAD y por NO CUMPLIR NORMATIVIDAD VIGENTE, año de fabricación 1979.

E) SISTEMA ELÉCTRICO

1. **04 Postes metálicos de alumbrado N° 9, 10, 11 y 29 (Postes, pastorales, luminarias).-** Se encuentran en malas condiciones, se recomienda dar DE BAJA por estar en MAL ESTADO ESTRUCTURAL.

F) SISTEMA CONTRA INCENDIOS Y EQUIPOS ANTI DERRAMES

1. **03 Caudalímetros.-** El Rango no cumple dimensiones para la motobomba de 2000 GPM, se recomienda dar DE BAJA por estar en MAL ESTADO.

G) OTRAS FACILIDADES

1. **Equipo de Baño María Marca H.V.Ovens.-** Funcionamiento deficiente, se encuentra en mal estado, se recomienda dar DE BAJA por OBSOLESCENCIA.
2. **Colorímetro.-** Antiguo (no hay repuestos), se recomienda dar DE BAJA por OBSOLESCENCIA.

 Supervisora Vachler S.A.C.	INFORME FINAL DE AUDITORÍA DEL TERMINAL ETEN	Página 169 de 190
---	---	----------------------

**ANEXO 6: LISTA DE EQUIPOS E INSTALACIONES QUE JUSTIFIQUE
TRAMITAR SU BAJA**

TERMINAL ETEN

A) SISTEMA DE RECEPCIÓN

1. **02 Mangueras submarinas de carcasa simple para hidrocarburos líquidos fabricadas bajo la norma COAST GUARD.-** 01 en líneas de blancos y 01 en líneas de negros, se recomienda dar DE BAJA por NO CUMPLIR CON LA NORMATIVIDAD VIGENTE.
2. **03 Luces no fijas para boyas colores modelos ML 120, marca Tideland incluye Cargador de batería TBC-4 de 4 Amp - entrada 220 v, marca Tideland.-** Se encuentran en malas condiciones y han sido reparadas perdiendo su condición intrínsecamente segura, se recomienda dar DE BAJA por MAL ESTADO.

B) SISTEMA DE ALMACENAMIENTO

1. **Tanque 14.-**
Sistema de vapor – Calentado de succión del Tanque 14.- Fuera de uso por ya no almacenar y despachar residual en el terminal, se recomienda dar DE BAJA por estar FUERA DE SERVICIO.
Recubrimiento del Tanque y serpentín de calentamiento del Tanque 14 - Fuera de uso por ya no almacenar y despachar residual

3. **Electrobomba ET-06 KERO.-** Se recomienda dar DE BAJA por estar FUERA DE SERVICIO.
4. **Electrobomba TET-BOM 10.-** Se encuentra fuera de servicio en el almacén en la zona de chatarra, no cuenta con mantenimientos ni ficha Técnica, presenta corrosión superficial, en general está en mal estado, se recomienda dar DE BAJA por estar FUERA DE SERVICIO.
5. **Electrobomba TET-BOM 12.-** Se encuentra fuera de servicio en el almacén en la zona de chatarra, no cuenta con mantenimientos ni ficha Técnica, presenta corrosión superficial, en general está en mal estado, se recomienda dar DE BAJA por estar FUERA DE SERVICIO.
6. **Electrobomba TET-BOM 13.-** Se encuentra fuera de servicio en el almacén, no cuenta con mantenimientos ni ficha Técnica, presenta corrosión superficial, en general está en mal estado, se recomienda dar DE BAJA por estar FUERA DE SERVICIO.

D) SISTEMA DE DESPACHO, ADITIVACIÓN Y MEZCLA

1. **Sistema FULL DANTAS.-** Sistema en los puntos de despacho de las Islas 1, 2, 3, 4 y aditivación, el software y hardware del Sistema Full Dantas esta descontinuado por el fabricante Daniel - Emerson. Se recomienda dar de BAJA por OBSOLESCENCIA.
2. **11 Controladores Danload 6000 (Puntos de despacho Isla 1, 2, 3 y 4).-** Están descontinuados por el fabricante Daniel - Emerson, abastecerá de repuestos hasta abril del 2017, se recomienda dar DE BAJA por OBSOLESCENCIA.
3. **08 Válvulas de control 1815 (Puntos de despacho Islas 1, 2, 3 y 4) -** están descontinuados por el fabricante Daniel - Emerson se

5. **02 Brazos de Carga Top Loading Ø 3".-** de la Isla 2 de DB5 descontinuados, se recomienda dar DE BAJA por OBSOLESCENCIA.
6. **02 Brazos de Carga Top Loading de Ø 4".-** 01 de PI-6 se encuentra en almacén, se recomienda dar DE BAJA por FUERA DE SERVICIO y 01 de PI-500 se recomienda dar DE BAJA por OBSOLESCENCIA

E) SISTEMA DE VAPOR Y TRATAMIENTO DE AGUA

1. **Caldera Power Master.-** Se recomienda dar DE BAJA a la Caldera Power Master de año de fabricación 1975 por ANTIGÜEDAD, NO CUMPLIR NORMATIVIDAD VIGENTE y por estar FUERA DE SERVICIO.
2. **Sistemas Complementarios del sistema de vapor.-** Se recomienda dar DE BAJA al sistema complementario del sistema de vapor (Sistema de combustión y alimentación de petróleo, sistema de mando y fuerza, líneas de Vapor y Retorno de Condensado, sistema de alimentación, control y nivel de agua, sistema de ablandamiento y almacenamiento de agua blanda) por estar FUERA DE SERVICIO.

F) SISTEMA ELÉCTRICO

1. **Postes de alumbrado.-** Se recomienda dar DE BAJA a 17 postes de alumbrado (2, 3, 17, 32, 38, 44, 45, 57, 58, 61, 62, 70, 71, 74, 84, 85 y 86) por estar en MAL ESTADO.

G) SISTEMA CONTRA INCENDIOS Y EQUIPOS ANTI DERRAMES

1. **02 Caudalímetros.-** Inoperativos y en mal estado se recomienda dar DE BAJA por estar en MAL ESTADO.

H) SISTEMAS DE PROTECCIÓN CATÓDICA, CONEXIONES A TIERRA

- 1. **Junta monolítica.-** Presenta deficiente aislamiento, se recomienda dar DE BAJA a la junta monolítica de productos negros por estar en MAL ESTADO.

I) OTRAS FACILIDADES

- 1. **04 Torreones de vigilancia:** Están inoperativos, en malas condiciones, se recomienda dar DE BAJA a los 04 torreones de vigilancia por MAL ESTADO ESTRUCTURAL.
- 2. **Equipo de baño maría – Marca H.V.Ovens.-** Fuera de uso (productos negros), falta base soporte, resistencia no opera adecuadamente, se recomienda dar DE BAJA por OBSOLESCENCIA.
- 3. **Colorímetro.-** Antiguo no se cuenta con repuestos, se recomienda dar DE BAJA por OBSOLESCENCIA.

	AUDITORÍA DE INICIO DEL CONTRATO PARA DETERMINAR EL ESTADO DE LOS BIENES E INSTALACIONES TERMINALES DEL CENTRO Y DEL NORTE	Fecha: 05/01/2016
	INFORME FINAL DE AUDITORÍA DEL TERMINAL SALAVERRY	Página 177 de 198

ANEXO 6: LISTA DE EQUIPOS E INSTALACIONES QUE JUSTIFIQUE
TRAMITAR SU BAJA

TERMINAL SALAVERRY

A) SISTEMA DE RECEPCIÓN

- 1. **01 Manguera Submarina de carcaza simple.-** Manguera de fabricación bajo norma COAST GUARD está manguera de carcaza simple para hidrocarburos líquidos fabricada bajo la norma COAST GUARD, se recomienda dar DE BAJA por NO CUMPLIR CON LA NORMATIVIDAD VIGENTE, las mangueras a reemplazar deben cumplir con los requisitos de fabricación bajo norma OCIMF.
- 2. **4 Luces no fijas para boyas y cargador de batería para luces.-** Se recomienda dar DE BAJA están reparadas y han perdido sus características intrínsecamente seguras, por MAL ESTADO.

B) SISTEMA DE BOMBEO

- 1. **Electrobomba SA-01.-** Performance bajo, se recomienda dar DE BAJA por BAJA EFICIENCIA OPERATIVA.
- 2. **Electrobomba SA-06.-** Performance bajo, se recomienda dar DE BAJA

C) SISTEMA DE DESPACHO, ADITIVACIÓN Y MEZCLA

1. **Software y hardware del Sistema Full Dantas.-** Esta discontinuado por el fabricante Daniel – Emerson en los puntos de despacho 2, 3, 4 y patín de aditivos, se recomienda dar DE BAJA por OBSOLESCENCIA.
2. **06 válvulas de control de flujo de Ø 4" moldeo 1815 de los puntos de despacho 2, 3, 4.-** Están discontinuados por el fabricante Daniel – Emerson, se recomienda dar DE BAJA por OBSOLESCENCIA.
3. **04 medidores tipo turbina de Ø 4".- En** puntos de despacho 2, 3, 4, están discontinuados por el fabricante Daniel – Emerson, se recomienda dar DE BAJA por OBSOLESCENCIA.
4. **07 Controladores Dan Load 6000 de los puntos de despacho 2, 3, 4.-** Están discontinuados por el fabricante Daniel - Emerson, abastecerá de repuestos hasta abril del 2017, se recomienda dar DE BAJA por OBSOLESCENCIA.
5. **02 brazos de carga Top Loading de 4" de producto PI-6 en la isla de despacho N° 01.-** Repuestos están discontinuados, se recomienda da DE BAJA por OBSOLESCENCIA.
6. **02 Brazos de carga Top Loading de Ø 3" de producto DB5.-** Repuestos están discontinuados, se recomienda dar DE BAJA por OBSOLESCENCIA.
7. **01 Brazo de carga Top Loading de Ø 3".- Se encuentra en desuso en el almacén,** se recomienda dar DE BAJA por FUERA DE SERVICIO.

D) SISTEMA DE VAPOR Y TRATAMIENTO DE AGUA

1. **Caldera – Modelo Pirotubular.-** Mantenimientos y reparaciones en tapas del caldero, cuenta con 42 años de antigüedad, se recomienda dar DE BAJA a la caldera por ANTIGÜEDAD y por NO CUMPLIR

10, 12, 13, 15 , 23, 26, 29, 38, 42, 73, 75, 76, 77, 78), se recomienda dar DE BAJA por estar en MAL ESTADO ESTRUCTURAL.

F) SISTEMA CONTRA INCENDIO

1. **04 mangueras del SCI (Hidrante N° 3, 4, 5 y del Monitor Hidrante N° 2).-** Presentan agujeros, se recomienda dar DE BAJA por estar en MAL ESTADO.
2. **Caudalímetros.-** Se encuentran Inoperativos, se recomienda dar DE BAJA por estar en MAL ESTADO.

G) OTRAS FACILIDADES

1. **Equipo de Baño María Marca H.V.Ovens.-** Funcionamiento deficiente, no controla la temperatura, se recomienda dar DE BAJA por OBSOLESCENCIA.
2. **Colorímetro Marca Petrotest Modelo D-15827.-** Antiguo (no se cuenta con repuestos), se recomienda dar DE BAJA por OBSOLESCENCIA:
3. **Casa ex-superintendencia del Terminal.-** Se encuentra fuera de servicio, sin mantenimiento deteriorándose en el tiempo, instalación con permanecía y estabilidad de estructuras inseguras, posibilidad de accidentes laborales, se recomienda dar DE BAJA por estar FUERA DE SERVICIO.

	AUDITORÍA DE INICIO DEL CONTRATO PARA DETERMINAR EL ESTADO DE LOS BIENES E INSTALACIONES TERMINALES DEL CENTRO Y DEL NORTE	Fecha: 31/12/2015
	INFORME FINAL DE AUDITORÍA DEL TERMINAL SUPE	Página 164 de 186

**ANEXO 6: LISTA DE EQUIPOS E INSTALACIONES QUE JUSTIFIQUE
TRAMITAR SU BAJA**

TERMINAL SUPE

A) SISTEMA DE RECEPCIÓN

1. **02 Luces no fijas.-** Se encuentran en malas condiciones y han sido reparadas perdiendo su condición intrínsecamente segura, se recomienda dar DE BAJA por MAL ESTADO.
2. **01 Cargador de batería.-** En malas condiciones, se recomienda dar DE BAJA por MAL ESTADO.
3. **06 Mangueras (no OCIMF).-** Mangueras de carcasa simple para hidrocarburos líquidos fabricadas bajo la norma COAST GUARD, de las cuales 03 están instaladas en la línea de blancos en las posiciones 1 – 3 – 4 y 03 están instaladas en la línea de negros en las posiciones 1 – 2 – 4, se recomienda dar DE BAJA por NO CUMPLIR CON LA NORMATIVIDAD VIGENTE, las mangueras a reemplazar deben cumplir con los requisitos de fabricación bajo norma OCIMF.

4. **Electrobomba SU08BD3.-** A pesar de encontrarse con mantenimiento al día, no cumple el head requerido, presenta desgaste por uso. Se recomienda dar de BAJA por BAJA EFICIENCIA OPERATIVA.
5. **Electrobomba SU12VARIOS.-** A pesar de encontrarse con mantenimiento al día, no cumple el head requerido, presenta desgaste por uso. Se recomienda dar de BAJA por BAJA EFICIENCIA OPERATIVA.

C) SISTEMA DE DESPACHO, ADITIVACIÓN Y MEZCLA

1. **05 Controladores Danload 6000 (Puntos de despacho Isla 1, 2 y 3).-** Están descontinuados por el fabricante Daniel - Emerson, abastecerá de repuestos hasta abril del 2017. Se recomienda dar de BAJA por OBSOLESCENCIA.
2. **Sistema FULL DANTAS.-** Sistema en los puntos de despacho de las Islas 1, 2, 3 y aditivación, el software y hardware del Sistema Full Dantas esta descontinuado por el fabricante Daniel - Emerson. Se recomienda dar de BAJA por OBSOLESCENCIA.
3. **04 Válvulas de control 1815 (Puntos de despacho Islas 1 y 2).-** Están descontinuados por el fabricante Daniel - Emerson, se recomienda dar de BAJA por OBSOLESCENCIA.
4. **02 Medidores de flujo tipo turbina para gasolinas (Puntos de despacho Islas 1, 2 y 3).-** Están descontinuados por el fabricante Daniel - Emerson, se recomienda dar de BAJA por OBSOLESCENCIA.
5. **04 Brazos de Carga Top Loading.-** Sus repuestos están descontinuados se recomienda dar de BAJA por OBSOLESCENCIA.

6. **01 Brazo de Carga Top Loading.-** Se encuentran en almacén se recomienda dar de BAJA por FUERA DE SERVICIO.
 - Isla 2.- 01 Brazo de carga Top Loading de producto Ex-Kerosene de 4".

D) SISTEMA DE VAPOR Y TRATAMIENTO DE AGUA

1. **Caldera Distral.-** DAR DE BAJA por ANTIGÜEDAD y NO CUMPLIR NORMATIVIDAD VIGENTE, año de fabricación 1983.

E) SISTEMA CONTRA INCENDIOS Y EQUIPOS ANTI DERRAMES

1. **03 Mangueras del SCI.-** Manguera con agujeros, se recomienda dar de BAJA por MAL ESTADO.
2. **Medidores de Caudal.-** Caudalímetros se encuentran inoperativos, se recomienda dar de BAJA por MAL ESTADO.
3. **Barreras de contención en mal estado.-** Se encuentra rotos los cables y su estado es muy malo, se recomienda dar DE BAJA por FUERA DE SERVICIO a las 7 secciones de barreras.

F) OTRAS FACILIDADES

1. **Equipo de Baño María Marca H.V.Ovens.-** Funcionamiento deficiente del Baño María Marca H.V.Ovens, no cuenta con control de temperatura, se recomienda dar de BAJA por OBSOLESCENCIA.
2. **Colorímetro.-** Antiguo (no hay repuestos) se recomienda dar de BAJA por OBSOLESCENCIA.

144.505. Que, se ha probado que el contrato y los anexos establecen la obligación y necesidad de que **TDP** debe ejecutar la baja de activos que sean necesarios; este Colegiado entiende que la única manera de saber cuáles serían aquellos activos que requerían ser dados de baja era mediante la auditoria que efectuó la empresa Vachler, la misma que, como se puede observar, hizo una lista clara de aquellos activos que por su estado lo requerían.

144.506. Que, teniendo en cuenta dicha obligación **TDP** solicita, mediante Carta n.º TP-MNTO-N.º 063/2016¹⁴⁴ de fecha 19 de mayo de 2016 a **PETROPERÚ** la baja de activos, haciendo mención al anexo n.º 6 del Informe de Auditoría de Vachler SAC respecto de los terminales del Norte:

¹⁴⁴ Ver Anexo C-366 del demandante.

TERMINALES DEL PERÚ

CARGO

TP-MNTO-Nº063/2016
Callao, 19 de Mayo del 2016

CARTA NOTARIAL
No. 04239-16
19 MAYO 2016
NOTARIA DEL POZO VALDEZ

Av. Néstor Cerda
Nº 1565, Callao
Perú

CARTA NOTARIAL

Señores:
Petróleo del Perú – PETROPERÚ S.A.
Av. Enrique Canaval y Moreyra N° 150
San Isidro
Presente.

Atención:
Ing. Justo Delgado D.
Gerente del Departamento de Contratos y Servicios

Asunto: Solicitud de Baja de Activos – Terminales del Norte.
Referencia: Acta de Reunión - Baja y Retiro de Activos del 19 de Abril del 2016.
Informe Final de Auditoría de Inicio de Contrato – Supervisora Vachler SAC.

De nuestra mayor consideración:

Por medio de la presente le informamos que como resultado de la Auditoría de Inicio de Contrato para determinar el Estado de Bienes e Instalaciones de los Terminales del Norte, preparado por la Supervisora Vachler SAC, se solicita en base a lo establecido en el numeral 13.11 del Contrato de Operación de los Terminales del Norte y acuerdo 2.1 del Acta de la referencia, la baja de los activos especificados en el Anexo N° 6 del Informe Final de la Auditoría de Inicio de Contrato, los cuales están sustentados con los respectivos Informes Técnicos contenidos en el Anexo N° 8 del indicado informe.

Sin otro particular, quedamos de Ustedes.

Atentamente,

J. ANTONIO DEL POZO VALDEZ

144.507. Que, si se analiza dicha carta, se podrá observar el Acta de Reunión de fecha 19 de abril de 2016, donde se señala que dentro de la agenda se desarrolló el pedido de retiro de todos los activos (anexo 6 de los Informes de Vachler):

PETROPERÚ

ACTA DE REUNIÓN N° 19/04/2016

Fecha:	19 de Abril del 2016	Verificación:	Rev:	Aprobó:
Lugar:	Oficinas de Terminales del Perú – Terminal Callao	Hora de Inicio: 10:10 am Hora de Término: 11:00 am		
Asunto:	Baja y Retiro de activos, Informe de Auditoría Inicio de contrato, Terminales Centro y Norte - VACHLER	Coordinado por: Alexa Fala (PP) / Luis Zapata (TP).		

Nº	Nombres y Apellidos	Iniciales	Firma	Empresa	Mail
1	Luis Zapata	LZ		TP - Terminales del Perú	lzapata@tpp.com.pe
2	Devlin Gómez	DG		TP - Terminales del Perú	dgomez@tpp.com.pe
3	Ludwing Comejo	LC		TP - Terminales del Perú	lcomejo@tpp.com.pe
4	Franklin Muñoz	FM		TP - Terminales del Perú	fmunoz@tpp.com.pe
5	Fernando Zavallos	FZ		PP - PETROPERÚ	fzavallos@petroperu.com.pe
6	Alexa Fala	AF		PP - PETROPERÚ	afala@petroperu.com.pe

Nro.	Asunto
1.0	REVISAR EL PROCEDIMIENTO PARA EJECUTAR LA BAJA Y REPOSICIÓN DE ACTIVOS - AUDITORÍA PARA DETERMINAR EL ESTADO DE LOS BIENES E INSTALACIONES DE LOS TERMINALES DEL CENTRO Y NORTE
1.1	Se desarrolló la siguiente agenda para ejecutar la baja, retiro y reposición de equipos según la Auditoría de Inicio de Contrato realizada por la Supervisora VACHLER entre Set-15 y Ene-16. 1) Retiro de todos los activos que se encuentran fuera de servicio y no sea necesaria su reposición (Anexo 8 del Informe de VACHLER). 2) Reemplazo/modernización de activos dados de baja. Estas acciones deben coordinarse y ejecutarse bajo la modalidad de Inversiones Adicionales (Anexo 6 del Informe de VACHLER). 3) Retiro de los activos que fueron dados de baja antes de esta Auditoría y durante la gestión del Operador anterior (Anexo 9 del Informe).
1.2	PP y TP revisaron la carta de TP N° TP-MNTO-Nº042/2016 respecto al proceso de baja, retiro y reposición de activos identificados en la auditoría por inicio de contrato.
1.3	FZ indicó que para el caso de los activos que se concluyeron a dar de baja del Informe de auditoría de inicio de contrato (Anexo N°6), se formalice la baja de estos mediante carta notarial y de acuerdo al numeral 13.11 del contrato vigente de operación. Se deberá solicitar por cada zona (Norte y Centro) de acuerdo a sus respectivos contratos de operación.

144.508. Que, por otra parte, se puede observar, mediante el Anexo C-371 de la demanda, correspondiente a la Carta n.º GCT-246-2018 de fecha 14 de junio de 2018, que remite **PETROPERÚ**, mediante la cual autoriza una lista de activos para dar de baja (se advierte que no son todos los activos que se mencionan en el Informe Vachler):

GCT-246-2018 San Isidro, 12 de junio de 2018

Señor
Franklin Muñoz Junco
Gerente General
TERMINALES DEL PERÚ
Av. Néstor Cermeño N° 1265
Callao

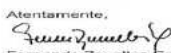
Asunto: Solicitud de Baja de Bienes – Terminal Norte
Ref.: Carta TP-MNTD-N°063/2016 (19.05.2016)
Carta TP-PRY-N°045/2017 (25.04.2017)

De nuestra consideración:

Con relación al cumplimiento de las recomendaciones del Informe de Auditoría de inicio del Contrato de Operación de los Terminales del Norte y al Acta de Reunión N° 3 del 04.05.2018, manifestamos nuestra conformidad a la baja de los siguientes bienes, que se sustentan en los respectivos "Informes Técnicos de Baja" contenidos como anexo N° 8 del referido Informe de Auditoría:

TERMINAL	BIENES	INFORMES DE BAJA
Eten	02 mangueras submarinas de carcasa simple para hidrocarburos líquidos.	N° SV-TD-01-01-2018
	03 luces no fijas para boyas y cargador de batería para luces.	N° SV-TD-01-02-2018
	Calentador de succión, recubrimiento y serpentín de calentamiento del Tanque N° 14	N° SV-ET-02-01-2018
	Electrobomba TET-BOM 12, compuesta por bomba centrífuga marca Hidrostal	N° SV-ET-03-08-2018
	02 brazos de carga Top Loading de 4" 4", marca Emco Wheaton, modelo E110.	N° SV-TD-04-05-2018
	Caldero generador de vapor marca Power Master de 150 BHP, prototubular horizontal y sistemas complementarios.	N° SV-ET-05-08-2018
	01 caudalímetro del Sistema Contra Incendio.	N° SV-TD-06-01-2018
	01 manguera submarina de carcasa simple para hidrocarburos líquidos.	N° SV-TD-01-01-2018
Salaverry	01 luz no fija para boya	N° SV-TD-01-02-2018
	03 brazos de carga Top Loading de 2 3", marca Emco Wheaton, modelo E110.	N° SV-TD-04-05-2018
Chimbote	Instalación Ex Casa Superintendencia	N° SV-SA-10-08-2018
	01 boyarín de señalización del emisor submarino.	N° SV-CH-01-01-2018
Supe	08 mangueras submarinas de carcasa simple para hidrocarburo líquidos.	N° SV-TD-01-01-2018
	03 luces no fijas para boyas y cargador de batería para luces.	N° SV-TD-01-02-2018
	01 brazo de carga Top Loading de 4 3", marca Emco Wheaton, modelo E110	N° SV-TD-04-05-2018
	01 manguera submarina de carcasa simple para hidrocarburo líquidos.	N° SV-TD-01-01-2018
	03 brazos de carga Top Loading de 4 4", marca Emco Wheaton, modelo E110.	N° SV-TD-04-05-2018
	02 brazos de carga Top Loading de 4 3", marca Emco Wheaton, modelo E110.	N° SV-TD-04-05-2018
	Caldero generador de vapor marca Dietrich de 150 BHP, prototubular horizontal.	N° SV-TD-05-08-2018
	02 caudalímetros del Sistema Contra Incendio.	N° SV-TD-06-01-2018

Estamos a su disposición para las coordinaciones necesarias correspondiente al retiro de dichos bienes.

Atentamente,

Fernando Zevallos Esparza
Jefe Unidad
Gestión de Contratos

TERMINALES DEL PERÚ
28 JUN 2018
RECIBIDO

144.509. Que, en torno a esta lista autorizada por **PETROPERÚ** se advierte que **TDP** en su escrito de Dúplica a la reconvenición de fecha 10 de octubre de 2025 (pg. 108-109) realiza un resumen del estado de los activos que se autorizó dar de baja:

	pirotubular horizontal, modelo CB-621-100, serie 0-16759	
	Instalación Ex laboratorio, ubicado en la zona 2, sector 6	Pendiente de demolición
	Instalación Ex Casa Club, ubicado en la zona 2, sector 4	Pendiente de demolición
Eten	02 mangueras submarinas de carcasa simple para hidrocarburos líquidos	Pendiente de retiro por Petroperú
	03 luces no fijas para boyas y cargador de batería para luces	Pendiente de retiro por Petroperú
	Calentador de succión, recubrimiento y serpentín de calentamiento del Tanque N° 14	Pendiente de retiro por Petroperú
	Electrobomba TET-BOM 12, compuesta por bomba centrífuga marca Hidrostal	Pendiente de retiro por Petroperú
	02 brazos de carga Top Loading, marca Emco Wheaton, modelo E110	Pendiente de retiro por Petroperú
	Caldero generador de vapor marca Power Master de 150 BHP, pirotubular horizontal y sistemas complementarios	Pendiente de retiro por Petroperú
	01 caudalímetro del sistema contra incendio	Retirado por Petroperú
	01 manguera submarina de carcasa simple para hidrocarburos líquidos	Pendiente de retiro por Petroperú
Salaverry	01 luz no fija para boya	Pendiente de retiro por Petroperú
	03 brazos de carga Top Loading, marca Emco Wheaton, modelo E110	Desechado como chatarra por Petroperú
	Instalación Ex Casa Superintendencia	Pendiente de demolición
Chimbote	01 boyarín de señalización del emisor submarino	Pendiente de retiro por Petroperú
	08 mangueras submarinas de carcasa simple para hidrocarburo líquido	Pendiente de retiro por Petroperú
	03 luces no fijas para boyas y cargador de batería para luces	Pendiente de retiro por Petroperú
	01 brazo de carga Top Loading, marca Emco Wheaton, modelo E110	Pendiente de retiro por Petroperú
Supe	01 manguera submarina de carcasa simple para hidrocarburo líquido	Pendiente de retiro por Petroperú
	03 brazos de carga Top Loading, marca Emco Wheaton, modelo E110	Pendiente de retiro por Petroperú

	02 brazos de carga Top Loading, marca Emco Wheaton, modelo E110	Pendiente de retiro por Petroperú
	Caldero generador de vapor marca Distral de 150 BHP, pirotubular horizontal	Pendiente de retiro por Petroperú
	02 caudalímetros del Sistema Contra Incendio	Desechado como chatarra por Petroperú
	07 secciones de barras de contención del Sistema Contra Derrames	Pendiente de retiro por Petroperú

144.510. Que, al igual que en el escenario del Terminal del Centro, el Árbitro advierte (punto que tampoco ha sido objetado por **PETROPERÚ**) que de los 24 activos que **PETROPERÚ** autorizó en junio de 2018 para que se den de baja, existen dos activos que aún están pendientes de demolición.

144.511. Que, por otra parte, se puede observar de los medios probatorios ofrecidos, el Informe de MA&C SAC, el cual contiene un detalle de aquellos activos que debieron ser dados de baja (teniendo en cuenta que este informe es del año 2025) y aún se encuentran, en este caso en particular, en el Terminal de Supe¹⁴⁵:

5. CONCLUSIONES

5.1. Como resultado de la inspección visual en las instalaciones del Terminal Supe se evidenció lo siguiente:

5.1.1. Sistema de Recepción.

De los equipos indicados en el listado de bienes del anexo 6, se identificaron visualmente dos luces (02) con panel fotovoltaico ubicados en patio de chatarra. Además, se identificó un (01) cargador de baterías industrial ubicado en talleres de Terminales del Perú.

De la manguera de carcasa simple, se pudo identificar visualmente un grupo de mangueras acopiadas en el nuevo terreno (COLPEX) en desuso e inoperativas.

5.1.2. Sistema de Bombeo.

De las cinco (05) electrobombas indicadas en el listado de bienes del anexo 6, se pudo identificar las cinco (05) electrobombas en su totalidad.

5.1.3. Sistema de Despacho, Aditivación y Mezcla.

De los activos indicados en el listado de bienes del anexo 6, se pudo evidenciar el sistema Full Dantas que fue reemplazado por el TAS SCADA, las válvulas de control de flujo, los medidores tipo turbina y los controladores Dan Load instalados y en servicio en su totalidad. Por otro lado, los brazos de carga Top Loading de Ø 3" y Ø 4", se ubicaron en el patio de chatarra del Terminal.

5.1.4. Sistema de Vapor y Tratamiento de Agua.

Se pudo evidenciar la Caldera Distral, serie 0-09-83 en sala de caldero en la zona estancia 3.

5.1.5. Sistema Contra Incendios y Equipos Anti-Derrames.

Se pudo identificar tres (03) mangueras almacenadas en zona de equipos de emergencia en estado inoperativo.

El medidor de caudal se encontró instalado en zona de motobombas contra incendio en estado operativo y en servicio en zona estancia 3.

Las barreras están ubicadas en la zona de parqueo del Terminal y en el nuevo terreno en desuso y mal estado.

5.1.6. Sistema de Protección catódica, conexiones a tierra.

La junta monolítica de productos negros fue retirada y ubicada en el patio de chatarra ubicada en el terreno nuevo (COLPEX).

5.1.7. Otras facilidades.

De los dos (02) equipos indicados en el listado de bienes se identificaron

¹⁴⁵ Ver Anexo R-53 del demandado.

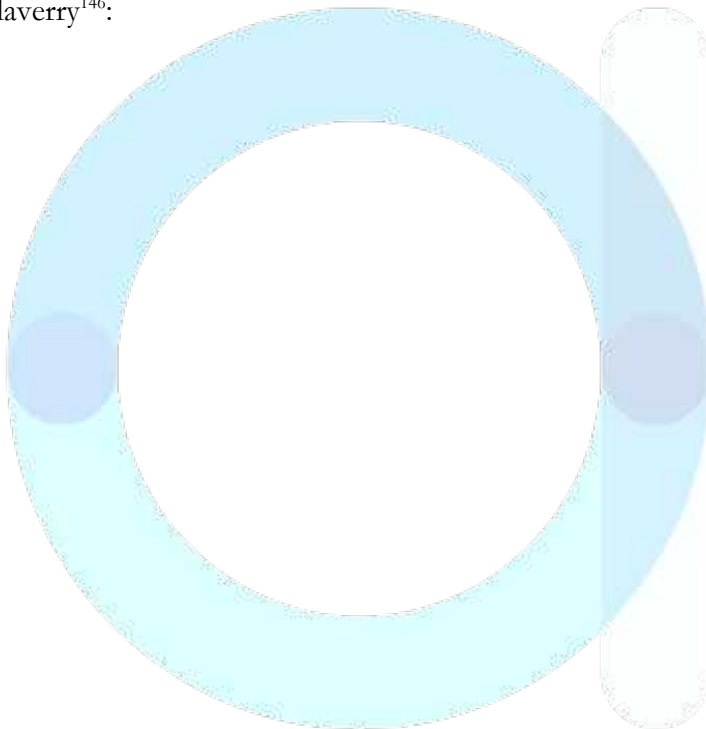
visualmente los siguientes:

- El Equipo Baño de María, se encontró en el laboratorio operativo, pero en desuso por no recibirse productos negros.
- Se verificó el colorímetro ubicado en el laboratorio en estado operativo y en servicio.

6. RECOMENDACIONES

- 6.1. Se recomienda solicitar a Terminales del Perú la ubicación de los activos faltantes indicando las características y/o especificaciones de los equipos para facilitar su correcta identificación y registro.
- 6.2. Mantener actualizado el inventario físico de los equipos con su estado actual y realizar un control que permita verificar cuando los equipos sean transferidos de forma temporal o permanente a otras locaciones o entre terminales.

144.512. Que, asimismo se puede observar en el Informe de MA&C SAC el detalle de aquellos activos que debieron ser dados de baja y aún se encuentran en el terminal de Salaverry¹⁴⁶:



¹⁴⁶ Ver Anexo R-54 del demandado.

5. CONCLUSIONES

- 5.1. Como resultado de la inspección visual en las instalaciones del Terminal Salaverry se evidencio lo siguiente:
- 5.1.1. Sistema de Recepción.
De los equipos indicados en el listado de bienes del anexo 6, de las cuatro luces (04) se pudo identificar visualmente dos (02) luces para boyas no fijas y un (01) cargador de batería para luces.
De la manguera de carcasa simple, se pudo identificar visualmente un grupo de



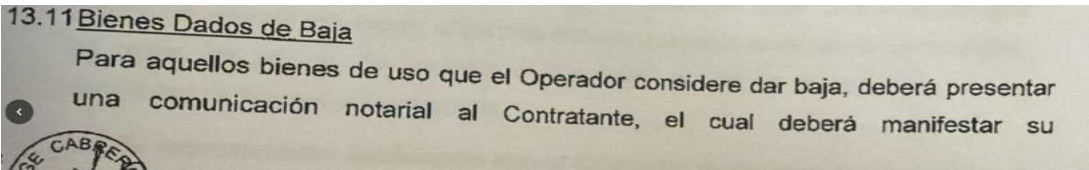
 MA&C SAC CONSULTORIA Y DIRECCIÓN DE PROYECTOS	Informe de Bienes Recomendados para Baja de los Anexos 6 de la Auditoria de Inicio de Contrato Realizado por Vachler – Terminal Salaverry	CÓDIGO: 10T09-24-MAC-MTON-INF-078
	INSPECTOR DE INVERSIONES ADICIONALES Y MANTENIMIENTO DE LOS CONTRATOS DE OPERACIÓN DE LOS TERMINALES DEL NORTE Y DEL CENTRO	Rev. 0
		Fecha: 22/02/2025

- mangueras copiadas en la zona sur del Terminal adyacente al Tanque de Agua y Frente a la Casa Ex – Superintendencia del Terminal.
- 5.1.2. Sistema de Bombeo.
De las cuatro (04) electrobombas indicadas en el listado de bienes del anexo 6, se pudo identificar las cuatro (04) electrobombas en su totalidad.
- 5.1.3. Sistema de Despacho, Adivivación y Mezcla.
De los activos indicados en el listado de bienes del anexo 6, se pudo evidenciar instalado el sistema Full Dantas, las válvulas de control de flujo, los medidores tipo turbina y los controladores Dan Load en su totalidad. Por otro lado, los brazos de carga Top Loading de Ø 3", solo se pudo evidenciar uno (01) instalado en la Isla de despacho N° 1 el cual esta siendo utilizado para Slop, mientras que los otros dos (02), Terminales del Perú indicó no conocer su ubicación. Se evidenciaron dos (02) brazos de carga Top Loading de Ø 4" almacenados en la Casa Ex Superintendencia del Terminal.
- 5.1.4. Sistema de Vapor y Tratamiento de Agua.
Se pudo evidenciar la Caldera Power Máster, serie P-73150113 en sala de caldero en el edificio de instalaciones.
- 5.1.5. Sistema Contra Incendios y Equipos Anti-Derrames.
Se pudo identificar cuatro (04) mangueras de Ø 2 ½" almacenadas en la casa ex superintendencia del Terminal.
Los medidores de caudal de 60 – 500 GPM y de 300 – 2000 GPM se encontraron instalados en el tanque de espuma de 1000 GLNS cercanos a la zona 3.
- 5.1.6. Otras facilidades.
De los cuatro (04) equipos indicados en el listado de bienes se identificaron visualmente los siguientes:
- El Equipo Baño de María, se encontró en una caja sin que se pudiera determinar su marca ni modelo.
 - La compresora de aire, ubicada en la antigua casa de la superintendencia del Terminal.
 - El colorímetro, localizado en el laboratorio.
 - La casa de la ex superintendencia del Terminal, situada en la zona sur adyacente al tanque de agua.

6. RECOMENDACIONES

- 6.1. Se recomienda solicitar a Terminales del Perú la ubicación de los activos faltantes indicando las características y/o especificaciones de los equipos para facilitar su correcta identificación y registro.
- 6.2. Mantener actualizado el inventario físico de los equipos con su estado actual y realizar un control que permita verificar cuando los equipos sean transferidos de forma temporal o permanente a otras locaciones o entre terminales.

144.513. Que, siendo así, el Árbitro puede observar que, nuevamente, **TDP** no cumplió con proceder a dar de baja la totalidad de bienes que lo requerían, como lo establece el numeral 13.11 del contrato:



conformidad dentro de los treinta (30) Días de recibida la comunicación. En caso el Contratante no comunique al Operador la desaprobación de la misma en dicho plazo, se considerara aprobada la solicitud.

El Operador se encargará a su costo de la realización de las actividades necesarias (planes de abandono, desmontajes, demoliciones, traslados, remediaciones ambientales, disposición de residuos que lo requieran, entre otras) para el retiro de los bienes dados de baja de las zonas operativas poniendo dichos bienes o sus partes a disposición del Contratante, quién tendrá a cargo todas las acciones para su disposición final. El Contratante devolverá al Operador los costos de la remediación ambiental y de la disposición de residuos contaminados, en tanto les sean atribuibles.

144.514. Que, asimismo, se ha podido advertir que, nuevamente, **TDP** menciona que la intimación está fundada en una incorrecta interpretación del numeral 4.1 del Procedimiento para la ejecución de inversiones comprometidas y adicionales de los contratos de operación para los Terminales del Norte y Centro, pero sin mayor sustento.

144.515. Que, asimismo, el Árbitro considera importante tener en cuenta que **TDP** señala durante todo el proceso arbitral que no existe obligación alguna de dar de baja en los primeros 4 años. Sin embargo, no se puede dejar de reiterar que **TDP** intentó modificar en el contrato, mediante la Carta n.º TP-PRY-026/2019 de fecha 27 de febrero de 2019¹⁴⁷, en lo relativo al numeral 13.11 (aquel que se refiere a dar de baja a los bienes que lo requerían) para que se cambie el plazo de 4 años a un plazo indeterminado, es decir, el Procedimiento de inversiones comprometidas y adicionales de los contratos de operación para los Terminales del Norte y Centro¹⁴⁸ que establece en su numeral 4.1 lo siguiente:

A excepción de los costos de remediación, durante los primeros 4 años contados a partir de la fecha de suscripción, se tratará como Inversión Adicional los costos de las actividades necesarias para dar de baja los bienes de los Terminales.

144.516. Que, la modificación sugerida por **TDP** no fue aceptada por **PETROPERÚ**. Ella establecía la siguiente variación:

¹⁴⁷ Ver Anexo R-243 del demandante.

¹⁴⁸ Ver Anexos C-013 y C-014 del demandado.

A excepción de los costos de remediación, se tratará como Inversión Adicional los costos de las actividades necesarias para dar de baja los bienes de los Terminales cuya baja haya sido identificada durante los primeros cuatro (04) años contados a partir de la Fecha de Cierre, independientemente de la fecha de ejecución de la misma. Para los demás bienes dados de baja dichos costo serán asumidos por el Operador.

Cualquiera sea el caso El Contratante devolverá al Operador los costos de la remediación ambiental y de la disposición de residuos contaminados en tanto le sean atribuibles."

144.517. Que, el actuar de **TDP**, en efecto, generó la interrogante formulada en su oportunidad en los párrafos precedentes, por parte del Árbitro; lo cierto es que una vez que **PETROPERÚ** le dio la autorización correspondiente a **TDP** para realizar la baja de dichos equipos (esta autorización es de junio de 2018 y la intimación es de agosto de 2023, es decir, aproximadamente cinco años después)¹⁴⁹:

Señores:
Petroperú S.A.
Av. Enrique Canaval y Moreira N°150
San Isidro



Presente.-

Atención:
Ing. Fernando Zevallos Esparza
Jefe Unidad Contratos de Operación

www.gmp.com.pe

Asunto: **Adenda al contrato – Baja de activos para los terminales Norte y Centro**

Referencia: **TP-PRY-193/2016**

De nuestra mayor consideración:

Por medio de la presente reciba nuestro cordial saludo y a la vez aprovechamos la oportunidad para adjuntarles el borrador de Adenda en base a los sustentos discutidos en nuestra última reunión del día martes 05.06.2018.

Dado que estamos cerca de cumplir el año 04 del contrato de Operación, agradecemos darle prioridad a la revisión y gestiones correspondientes para firmar la presente Adenda, la no suscripción oportuna de este documento afectaría el normal desarrollo de las operaciones en los Terminales del Norte y Centro.

Sin otro particular quedamos a su disposición para cualquier coordinación o aclaración que merezca el presente.

144.518. Que, sin embargo, el Árbitro considera que sí existen medios probatorios suficientes que demuestran que existió la autorización para la baja de una lista de bienes determinados y que, además, tenía el demandante pleno conocimiento de todos aquellos activos que requerían ser dados de baja, pero que de alguna u otra manera, conforme lo señala el informe antes mencionado, no se encuentran en calidad de dados de baja en su totalidad.

¹⁴⁹ Ver Anexo R-50 del demandado.

144.519. Que, finalmente, el Árbitro ha podido constatar que existió el incumplimiento por parte de **TDP** tanto en torno al mantenimiento del Terminal del Norte como a la baja de bienes determinados; así también existió la intimación por parte de **PETROPERÚ** y el plazo de sesenta (60) días otorgado para su subsanación y la ausencia de medios probatorios fehacientes que demuestren que **TDP** efectuó la subsanación correspondiente o procedió a hacer uso, adecuado y oportuno de los medios de solución de controversias señalados en el contrato.

144.520. Que, respecto al supuesto estado de parte infiel mencionado por **TDP** respecto a **PETROPERÚ**, no se ha podido apreciar medio probatorio alguno que demuestre que el demandado ha incumplido con las obligaciones establecidas en los acuerdos (entiéndase contrato y anexos); y, en consecuencia, no se ha demostrado que su actuar haya sido el de incumplimiento contractual. En ese orden de ideas, al ser parte fiel, cumplía con el requisito necesario para resolver el contrato ante el incumplimiento imputable a su contraria.

144.521. Que, en ese orden de ideas, el Árbitro considera que corresponde amparar la Segunda Pretensión Principal de la demanda; y, en consecuencia, declarar válida la resolución efectuada por **PETROPERÚ** respecto al Terminal del Norte, de fecha 21 de marzo de 2024.

DETERMINAR SI CORRESPONDE O NO, COMO CONSECUENCIA DE LO ANTERIOR, DECLARAR QUE EL CONTRATO DE OPERACIÓN DE LOS TERMINALES DEL CENTRO Y EL CONTRATO DE OPERACIÓN DE LOS TERMINALES DEL NORTE CONTINUÁN VIGENTES Y ORDENAR A PETROPERÚ CONTINUAR SU EJECUCIÓN Y CUMPLIR CON LAS OBLIGACIONES QUE ESTOS CONTEMPLAN.

Posición del demandante

144.522. Que, mediante cartas n.º GGRL-1929-2024 y GGRL-1930-2024 emitidas por **PETROPERÚ**, **TDP** considera que el demandado ha expuesto su intención de desligarse de los contratos y, por lo tanto, de sus obligaciones contractuales, porque no tiene solvencia económica para enfrentarlas. Ante ello, afirma que **PETROPERÚ** pretende desconocer las multimillonarias inversiones pendientes de reembolso, a partir del 21 de marzo de 2024, en una evidente mala interpretación de la cláusula 11.6 de los contratos.

144.523. Que, ante ello, con base en la cláusula citada, **PETROPERÚ** no podría negarse a reembolsar las inversiones ya puestas en servicio y ya acreditadas antes del 21 de marzo de 2024, pues, en caso de que se resuelvan los contratos por incumplimiento

de **TDP**, éste perdería el derecho al “reconocimiento de la recuperación de las inversiones”. Ahora bien, **TDP** indica que no se llega a definir con claridad de qué se trata dicho reconocimiento: o significa acreditación o significa recuperación.

- 144.524. Que, en ese sentido, **TDP** interpreta «reconocimiento de la recuperación de las inversiones» como la acreditación; por lo que, **TDP**, al resolverse el contrato por causas imputables a éste, sólo pierde el derecho a que se acrediten las inversiones en curso y, por ende, a recuperarlas.
- 144.525. Que, además, **PETROPERÚ** no podría ampararse en la cláusula 11.6 de los Contratos, para beneficiarse de su propia negligencia o incumplimiento. Por ello, **TDP** también tendría derecho a recuperar las inversiones adicionales que no han sido acreditadas al momento de la resolución por causas imputables a **PETROPERÚ**, pero que debieron serlo.
- 144.526. Que, el demandante expresa que tiene el derecho a recuperar las inversiones que ya se pusieron en servicio y respecto de las que hayan transcurrido más de 30 días desde que presentó el expediente de acreditación, incluso si **PETROPERÚ** no las acreditó formalmente. Considera también que tiene el derecho a recuperar aquellas que habrían llegado a culminarse y acreditarse, pero que no lo fueron debido a acciones imputables a **PETROPERÚ**.
- 144.527. Que, incluso si se interpretara la cláusula 11.6 de los Contratos desde una perspectiva expansiva, tampoco podría ser aplicada, en virtud de la doctrina de los actos propios. Frente a ello, **TDP** precisa que desde el 2015 ha efectuado inversiones adicionales en la confianza legítima de que estaba en situación de cumplimiento respecto de sus obligaciones derivadas de los Contratos. Por lo que, al no haber actuación de **PETROPERÚ** en el sentido de que **TDP** estuviera incumpliendo, jamás se planteó la posibilidad de que todas esas inversiones pudieran dejar de ser reembolsadas.
- 144.528. Que, por lo anterior, **TDP** no pretende que el Tribunal Arbitral decida qué inversiones deben o no ser reembolsadas; sino únicamente una pretensión declarativa que elimine cualquier incertidumbre sobre los derechos discutidos. En ese sentido, se reserva el derecho de recurrir a los foros correspondientes para plantear esa discusión, en la oportunidad adecuada, en el supuesto negado de que se validen las resoluciones de los contratos.

Posición del demandado

- 144.529. Que, la posición de **PETROPERÚ**, responde de manera conjunta la Primera Pretensión Principal, la Segunda Pretensión Principal y la Pretensión Accesorio a la Primera y Segunda Pretensión Principal, donde indica que la controversia del Contrato del Centro, como del Contrato del Norte, obedeció al incumplimiento de **TDP** de dos obligaciones asociadas a la falta de mantenimiento del Sistema de Almacenamiento (cláusula 8.8) y la obligación de dar de baja activos (numeral 4.1 del Procedimiento).
- 144.530. Que, **PETROPERÚ** indica que recibía por parte de **TDP** las programaciones y reportes de ejecución que evidenciaron año a año un cumplimiento inadecuado, pues, no ejecutaba el total de las actividades que programaba; y aquellas que dejaba de hacer, no las programaba al año siguiente, pese a la insistencia del demandado.
- 144.531. Que, ante el incumplimiento constante de 6 años de ejecución contractual, **PETROPERÚ** realizó una auditoría para verificar el cumplimiento del mantenimiento. Así, en 2021, en virtud de la cláusula 3.4 de los Contratos, contrató a la empresa MA&C Consultoría y Dirección de Proyectos S.A.C. (en adelante, MA&C) para que realice una segunda auditoría, pero ahora para verificar el cumplimiento de **TDP** en diversos aspectos, el estado de conservación y operatividad de los activos y el mantenimiento de bienes e instalaciones de los Contratos Norte y Centro.
- 144.532. Que, a partir del análisis de MA&C, se evaluó el nivel de cumplimiento de TDP de sus obligaciones de mantenimiento durante los años 2015 al 2020, el cual evidenció año a año el decrecimiento del cumplimiento de las actividades de mantenimiento. Ante ello, **PETROPERÚ** señala que **TDP** no cumplía con las actividades que ella misma programaba en sus planes.
- 144.533. Que, en la auditoría mencionada, el auditor mencionó los principales hallazgos asociados a la deficiencia del mantenimiento: (i) que los tanques de almacenamiento presentaban signos de corrosión en cilindro, escaleras, barandas, válvulas de pie de tanques, así como también agrietamiento en algunos anillos de concreto; y, (ii) que del Terminal Eten, un 19% de los tanques se encontraba en mal estado y un 6% en muy mal estado, mientras que del Terminal Salaverry, el 19% de los tanques se encontraba en mal estado y se observó falta de limpieza y aplicación de pintura conforme al Manual de Mantenimiento.
- 144.534. Que, en ese sentido, **PETROPERÚ** remitió las comunicaciones GCDA-0493-2022 y GCDA-0494-2022, de fecha 11 de febrero de 2022, donde, en aplicación de lo dispuesto en la cláusula 11.1 de los Contratos, se otorgó un plazo de sesenta (60)

días a **TDP** para subsanar y cumplir tales actividades de los Terminales Norte y Terminal Centro.

- 144.535. Que, a entender de **PETROPERÚ**, **TDP** remitió la Carta TP-GGR-110/2022, de fecha 21 de abril de 2022, donde, lejos de subsanar los incumplimientos o tener un cambio de conducta, los desconoció porque, a su juicio, la auditoría era una “opinión no vinculante” y estos no estaban debidamente “detallados”.
- 144.536. Que, en ese sentido, **PETROPERÚ** advierte que, desde mediados del 2022, **TDP** fue clara en comunicarle a **PETROPERÚ** el alto nivel de desviación que existía respecto del Manual de Mantenimiento. Así, **PETROPERÚ** fue enfático en diversas oportunidades en comunicarle a **TDP** que no había ejecutado el 100% de las actividades establecidas en el Manual. Esto contenía dos tipos de situaciones: (i) **TDP** no había programado ni ejecutado todas las actividades del Manual de Mantenimiento y (ii) **TDP** no había ejecutado otro grupo de actividades del Manual, a pesar de que sí las había programado.
- 144.537. Que, **PETROPERÚ**, al comparar (i) los Reportes Trimestrales de Cumplimiento de Mantenimiento enviados por **TDP** (que mostraban lo programado y reportado por **TDP** como ejecutado) con (ii) cada Manual respectivo (que mostraba lo que debía programar, según Contrato), evidenció que en todos los Terminales del Norte, el porcentaje de incumplimientos de **TDP** respecto de las actividades de mantenimiento (por el periodo del 2015 al 2022) asociadas al Sistema de Almacenamiento, había superado, en todos los casos, el 65%.
- 144.538. Que, el 7 de agosto de 2023, mediante Carta TP-GGR-289-2023, **TDP** respondió a la intimación de **PETROPERÚ** señalando una serie de cuestionamientos formales a la metodología de cálculo y a los porcentajes. Del mismo modo, mencionó que «en caso de que su explicación no llegase a satisfacer a Petroperú, debía entenderse su respuesta como su solicitud para activar el mecanismo de solución de controversias».
- 144.539. Que, en ese sentido, a través de la Carta GDIS-1333-2023 de fecha 6 de octubre de 2023, **PETROPERÚ** realiza una segunda intimación a **TDP** por la falta de cumplimiento de sus obligaciones relacionadas al mantenimiento del Contrato Centro. En ella, imputó a **TDP** el incumplimiento de la cláusula 8.8 del Contrato Centro por deficiencias en el mantenimiento de los activos materia del contrato, cifra que ascendía a un 79.96% de actividades no ejecutadas por **TDP** desde el 2015 hasta el 2022. En virtud de ello, le otorgó a **TDP** un plazo de 60 días para subsanar los incumplimientos enunciados.

- 144.540. Que, frente a ello, mediante Carta TP-GGR-448-2023 de fecha 5 de diciembre de 2023, TDP contestó la intimación. Bajo la posición de **PETROPERÚ**, brindando presuntas explicaciones para desentenderse de los términos del Contrato Centro y del Manual.
- 144.541. Que, por otro lado, respecto al proceso de intimación a la falta de cumplimiento de la obligación de baja de activos, **PETROPERÚ** señala que, mediante Carta GDIS-1020-2023 de fecha 7 de agosto de 2023, imputó un incumplimiento adicional de ambos Contratos: la obligación de dar de baja a activos que fueron listados tras la Auditoría de Inicio.
- 144.542. Que, la actividad referida se encontraba descrita en el Pliego de Respuestas como en el Procedimiento, señalando que los bienes que se dieran de baja recibirían un trato de inversión adicional; es decir, los costos asociados a aquellos activos que se dieran de baja durante los primeros años los asumiría **PETROPERÚ**.
- 144.543. Que, sin embargo, **TDP** no programó dentro de los 4 años iniciales la dada de baja de los bienes que no estaban en aptitud de ser operados ni mantenidos y que fueron identificados en la Auditoría de Inicio, por lo que, conforme a la cláusula 11.1 de los Contratos, en la intimación se concedió un plazo de sesenta (60) días a **TDP** para subsanar sus incumplimientos.
- 144.544. Que, mediante la Carta TP-GGR-364-2023 de fecha 3 de octubre de 2023, **TDP** dio respuesta a la intimación por el incumplimiento imputado, indicando que no había asumido ninguna obligación de dar de baja a los activos en un plazo determinado. Asimismo, **PETROPERÚ** indica que el demandante también señaló que, si su comunicación no lo satisfacía, entonces debía entenderse como la activación del mecanismo de solución de controversias, mas no activó mecanismo alguno.
- 144.545. Que, mediante Carta GDS-0171-2024 de fecha 6 de febrero de 2024, **PETROPERÚ** indica que nuevamente intimó a **TDP** el incumplimiento de dar de baja los activos y específicamente se refirió al Tanque 28 del Terminal Centro. Sin embargo, **TDP** rechazó la carta referida en los mismos términos que la Carta TP-GGR-364-2023.
- 144.546. Que, frente a lo explicado, con fecha 21 de marzo de 2024, **PETROPERÚ** decidió resolver ambos contratos mediante las cartas GGRL-0498-2024 (Contrato Centro) y GGRL-0499-2024 (Contrato Norte). Así, mediante cartas TP-GGR-121-2024 (Contrato Centro) y TP-GGR-120-2024 (Contrato Norte), **TDP** respondió al demandado indicando que, si no estaba de acuerdo con los argumentos que

justificaban su incumplimiento, debió comunicarlo y no generarle una presunta expectativa legítima.

- 144.547. Que, a entender de **PETROPERÚ**, **TDP** no llega a iniciar el mecanismo de solución de controversias de manera oportuna, como prescribía la cláusula 11.6, quedando de esa forma ambos Contratos resueltos desde el 21 de marzo de 2024.
- 144.548. Que, **TDP**, en su escrito de demanda, sostiene que sí ha cumplido con su obligación de mantenimiento del Sistema de Almacenamiento y que, en caso de existir el incumplimiento de mantenimiento y la baja de bienes, estos serían de “escasa relevancia”. Asimismo, respecto a **PETROPERÚ** señala lo siguiente: (i) no le asiste el derecho a resolver el Contrato, (ii) habría estado impedida de resolver porque no es “parte fiel” del Contrato, (iii) tampoco habría cumplido con el procedimiento resolutorio de manera correcta y (iv) habría «perdido el derecho a resolver» por contravenir sus propios actos.
- 144.549. Que, en ese sentido, en primer lugar, **PETROPERÚ** indica que **TDP** no ha cumplido con su carga probatoria, es decir, no ha acreditado haber cumplido el contrato en base a los argumentos que alega. Ello pues, bajo la postura del demandado, **TDP** afirma haber cumplido con los Contratos bajo los siguientes puntos: (i) que el Manual es una guía o referencia de las actividades de mantenimiento; (ii) que el Plan de Mantenimiento es, en efecto, la «concretización» de las directrices dispuestas en el Manual de Mantenimiento; (iii) el ejercicio de concretización se realiza bajo un estándar, como el ‘grado de confiabilidad’ de los equipos y el ‘costo’ de los trabajos; y, (iv) que **TDP** ha cumplido con ejecutar íntegramente los trabajos de mantenimiento de los planes que anualmente presentó.
- 144.550. Que, primero, **PETROPERÚ** indica que **TDP** nunca acredita ni explica que (i) sus Planes son la concretización del Manual y (ii) ni demuestra que esa concretización cumple con los parámetros que ellos mismos consideran son aplicables. Porque, pese a reconocer que las actividades preventivas-periódicas son las únicas que «deben realizarse en la fecha prefijada, independientemente de la condición del activo», no precisa ni prueba cuáles son esas actividades en el Manual de Mantenimiento y cómo en su Plan Anual de Mantenimiento esas sí se cumplieron.
- 144.551. Que, del mismo modo, bajo la postura de **PETROPERÚ**, **TDP** no prueba cómo las actividades que programó son una manifestación del Manual y cómo calzan en ella; o, cómo ha ejecutado íntegramente los trabajos de mantenimiento de los planes que anualmente presentó. Y, si bien presenta el análisis de A&M, no se hace la comparación entre las actividades que programó versus las que ejecutó.

- 144.552. Que, segundo, a entender de **TDP, PETROPERÚ** no ha demostrado que el «Plan Anual de Mantenimiento» sea una «propuesta técnicamente más favorable» para el futuro de la operación. Ello, pues, **TDP** no ha demostrado que sus Planes de Mantenimiento son «técnicamente más favorables» que los Manuales, sólo hace referencia a que sus planes anuales cumplen con los «estándares aceptables» y las «normas usualmente utilizadas» por la industria.
- 144.553. Que, **PETROPERÚ** señala que **TDP** podría acreditar que sus Planes cumplen con los estándares internacionales de determinado país o institución, usuales o no en la industria; sin embargo, ello no es lo que exige la cláusula de los Contratos.
- 144.554. Que, tercero, **TDP** no ha cumplido el mantenimiento a su cargo, debido a que, sólo ha aseverado haber realizado las actividades establecidas en los Planes; empero, los documentos base (sobre los que se ha cuantificado el cumplimiento de las obligaciones de **TDP**) y que constituyen la única evidencia presentada por el demandante para probar su cumplimiento de mantenimiento equivalen a declaraciones de parte. Ello, pues, incluso el cálculo realizado por A&M se hizo en base a los propios reportes de mantenimiento elaborados por **TDP**.
- 144.555. Que, del mismo modo, **PETROPERÚ** indica que **TDP** se ha negado a entregar las verdaderas evidencias del mantenimiento alegando no estar obligado a ello, por lo que, constituye una conducta no sólo contraria a los Contratos, sino que dista de la buena fe.
- 144.556. Que, cuarto, **PETROPERÚ** indica que **TDP** no ha probado que los activos se encuentren en un adecuado estado de mantenimiento. Al respecto, expone que **TDP** ha expresado que una inspección visual no sirve para verificar la integridad estructural del tanque, reconociendo implícitamente que, si se quisiera probar ante el Tribunal Arbitral que los activos se encuentran en adecuadas condiciones, no podría hacerse a través de inspecciones visuales. Dicha postura, entonces, sería contraproducente con el actuar de **TDP** al presentar el Informe Técnico de A&M, que basó su análisis en inspecciones visuales.
- 144.557. Que, de esa forma, **PETROPERÚ** sostiene que el propio **TDP** ha desvirtuado la validez de las inspecciones visuales como un medio para evaluar la integridad estructural de un tanque, es decir, que mediante las inspecciones visuales no se pueden efectuar conclusiones respecto de las condiciones de los tanques.
- 144.558. Que, en segundo lugar, para **PETROPERÚ**, **TDP** incumplió su obligación de mantenimiento del sistema de almacenamiento. Primero, porque el Manual de

Mantenimiento no es sólo una guía, es obligatorio en su totalidad. Frente a ello, se evidencia que desde el 2015 **TDP** no ha ejecutado todas las actividades que estaban a su cargo.

- 144.559. Que, asimismo, **PETROPERÚ** señala que el Manual de Mantenimiento contenía actividades y frecuencias mínimas y, si se consideraba que existía una alternativa de mantenimiento más favorable, el demandante debía presentarla, justificarla y ejecutarla así. Sin embargo, la realidad es que, desde un inicio, **TDP** considera que no tiene que programar ni ejecutar todas las “acciones de mantenimiento” allí indicadas.
- 144.560. Que, **PETROPERÚ** recalca que la estrategia contenida en el Manual de Mantenimiento está alineada a una estrategia *time-based* inspección, lo que implica la realización de acciones de mantenimiento concretas con la finalidad de evaluar y evitar el deterioro progresivo de los activos e implementar las debidas acciones para extender la vida útil de los activos. Ante ello, lo que el demandado indica que **TDP** debió hacer era (i) haber programado cuando menos todas las actividades de acuerdo con las frecuencias establecidas en el Manual y (ii) ejecutado dichas actividades de acuerdo con dicha programación, estando en capacidad de evidenciar con los documentos de gestión y control que el Manual requiere.
- 144.561. Que, **TDP** señala que ejecutó los Planes de Mantenimiento bajo la supervisión de **PETROPERÚ**. Asimismo, el demandado revisaba los Planes Anuales de Mantenimiento y cuando tenía observaciones, las formulaba, por lo que se tiene que **PETROPERÚ** los consideró como válidos al punto de que exigía su cumplimiento. En ese sentido, **PETROPERÚ** indica que su conducta no puede ser entendida de la manera expresada, ya que los Contratos establecen un derecho (no un deber) de supervisar todo el tiempo la actividad de **TDP** en los Terminales.
- 144.562. Que, al respecto, **PETROPERÚ** señala que el Contrato prevé que cualquier acción del Supervisor (quien la ejerce por cuenta de **PETROPERÚ**) no puede servir de justificación para que el Operador convalide su proceder, el cual siempre debe ajustarse al Contrato. En línea con ello, el Contrato evita que cualquier acción del Supervisor (enviado por **PETROPERÚ**) sea usada en su contra bajo el entendimiento de que, como era su «representante», entonces lo vincula.
- 144.563. Que, para **PETROPERÚ**, ambas partes tenían conocimiento de que el actuar del demandado, como cualquier propietario, al supervisar sus terminales y activos, no podría convalidar ni proporcionarle una protección a **TDP** frente a un actuar inadecuado y contrario a lo pactado en los Contratos.

- 144.564. Que, por otro lado, respecto a la «alternativa» de ejecutar el mantenimiento “más favorable” en comparación con el Manual de Mantenimiento, **PETROPERÚ** considera que de la cláusula 8.8 de los Contratos se desprende que todo lo señalado en el Manual de Mantenimiento debe ser cumplido.
- 144.565. Que, **PETROPERÚ** señala que los Planes Anuales de Mantenimiento eran los instrumentos que contenían la planificación y programación de todas las actividades de mantenimiento que requieren las operaciones, es decir, su vocación era aterrizar todas las actividades de mantenimiento exigidas por el Manual de Mantenimiento. Sin embargo, para **TDP** los Planes de Mantenimiento, al ser una mejor propuesta, habrían modificado lo establecido en el Manual, al menos unas 9 veces durante la vigencia del Contrato. Para **PETROPERÚ**, lo que no toma en cuenta **TDP** es que dicha modificación no se realiza bajo el criterio del demandante al considerar que su propuesta es mejor, sino que debe obtener la aprobación expresa del demandado.
- 144.566. Que, ante ello, **PETROPERÚ** no niega que **TDP** haya remitido, aunque con demoras, su Plan Anual de Mantenimiento todos los años. Tampoco niega que haya tomado conocimiento de ellos, ni que en algunos casos haya hecho observaciones o comentarios a dichas propuestas, los cuales deben ser entendidos como una exigencia de cumplimiento del Manual, no como una exigencia de “algo distinto” como sugiere la contraparte. Empero, lo que sí niega rotundamente es que: (i) dicha situación equivalga a aprobar o validar una “propuesta técnica más favorable” a la establecida contractualmente a través de los Manuales y, (ii) que la conducta de **PETROPERÚ** pueda ser equiparada a una aprobación de esas programaciones, ya que sus observaciones o silencio no pueden ser utilizados en su contra para forzar una modificación del Manual de Mantenimiento.
- 144.567. Que, en tercer lugar, para **PETROPERÚ** existe un incumplimiento por parte de **TDP** asociado al mantenimiento del Sistema de Almacenamiento. Ante ello, el demandado explica que existen dos niveles de incumplimiento: (i) actividades que **TDP** no ha programado (y, en consecuencia, no ha ejecutado), según **TDP**, protegido por la teoría de los actos propios desde el 2015 hasta el 2022; y (ii) actividades que **TDP** programó, pero no ejecutó, según **TDP**, incumplimientos de poca relevancia.
- 144.568. Que, **PETROPERÚ**, a partir del análisis presentado por A&M por **TDP**, se aprecia que el demandante no cumplió al 100% en todos los Terminales en todos los años, evidenciándose el mayor nivel de incidencia de incumplimiento en los años del 2018 al 2020. Asimismo, en cuanto a las actividades de mantenimiento “menores” del Sistema de Almacenamiento, **TDP** no cumplió al 100% ningún año,

en ningún Terminal; por lo que no se puede advertir que, por tener calificación de “menor”, la hace menos relevante.

- 144.569. Que, respecto a las actividades “menores”, como indica **TDP**, **PETROPERÚ** señala que son en realidad casi todas las actividades contenidas en el Manual de Mantenimiento (20 de 21). Que, para **PETROPERÚ**, el nivel de incumplimiento es catastrófico, pues las actividades principales están siendo consideradas con un valor menor, dando a entender que hubo un cumplimiento mayoritario, siendo muy diferente a la realidad.
- 144.570. Que, del mismo modo, **PETROPERÚ** advierte que, del informe presentado por FTI, una de las principales discrepancias con el informe de A&M es porque dicho perito ha considerado las inspecciones visuales como “actividades” de mantenimiento que reemplazan las actividades de mantenimiento preventivo. Así, **PETROPERÚ** aclara que, como parte del mantenimiento preventivo, **TDP** tenía la obligación de realizar inspecciones periódicas y combinarlas con actividades de mantenimiento, no que una reemplace a la otra.
- 144.571. Que, en cuarto lugar, **PETROPERÚ** indica que el incumplimiento asociado al mantenimiento del Sistema de Almacenamiento es suficiente para resolver los Contratos, ya que la sola constatación del reconocimiento por parte de **TDP** y el aporte de FTI es suficiente para que el Tribunal valide que existe incumplimiento con fuerza resolutoria en este caso.
- 144.572. Que, para **PETROPERÚ**, **TDP** alega que en caso de que el Tribunal considere que sí existió un incumplimiento, este es irrelevante. Ante ello, **PETROPERÚ** proporciona 3 razones: (i) no es una exigencia de la cláusula de resolución, de hecho, existe un pacto en contra, (ii) el mantenimiento es una obligación vital y (iii) es intrascendente si al día de hoy los bienes están bien, pues el estándar de cumplimiento es si hizo o no el mantenimiento según el contrato.
- 144.573. Que, sobre la primera razón, la cláusula 11.1 del Contrato es el pacto concreto de las Partes del mecanismo de resolución, que de forma general regula el artículo 1429 del Código Civil. En ese sentido, **PETROPERÚ** señala que el requisito de la esencialidad no está contemplado en nuestro ordenamiento, por lo que no debería considerarse como uno de los requisitos para activar el incumplimiento, puesto que la cláusula citada no incluye términos como «grave» o «esencial».
- 144.574. Que, sobre la segunda razón, para **PETROPERÚ** sí estamos ante un incumplimiento esencial y no “de poca relevancia” como afirma **TDP**. Así, explica 3 objetivos del debido mantenimiento: (i) minimizar el deterioro natural y normal

desgaste de los activos involucrados en las operaciones, (ii) maximizar su rendimiento durante la operación; y, (iii) minimizar las averías que puedan producirse a futuro.

- 144.575. Que, a partir de ello, **PETROPERÚ** considera la actividad de mantenimiento como elemento esencial dentro de las obligaciones y contratos que lo regulan, por lo que, a su entender, resulta lógico entender que existe una esencialidad implícita entre las partes tras la celebración de los Contratos, la cual radica en: (i) permitir una operación segura a cargo del operador, mientras que, para el contratante-propietario, (ii) garantizar la conservación e incluso la mejora de sus activos (por ello se regulan las inversiones adicionales y comprometidas).
- 144.576. Que, la esencialidad debe entenderse como el acuerdo fundamental que motivó a las partes a celebrar los contratos: un marco con amplias especificaciones técnicas para la operación de activos que inherentemente contienen múltiples disposiciones orientadas a su mantenimiento.
- 144.577. Que, sobre la tercera razón, si bien los activos se encuentran en «adecuado estado» de conservación, es absolutamente intrascendente. Según **PETROPERÚ**, los contratos son vinculantes en cuanto se expresen en ellos, el interés sobre la contraparte no sólo era que opere bajo estándares adecuados, sino que cumpla con el mantenimiento de acuerdo a las reglas pactadas; y, que, cuando menos, se ejecute el contrato bajo reglas de buena fe.
- 144.578. Que, de esa forma, la constatación del incumplimiento es evidencia suficiente de que el interés del acreedor se ha visto vulnerado; por lo que **PETROPERÚ** se mantiene en que tiene derecho a terminar el vínculo contractual; y, de considerarlo, encontrar a otro operador que cumpla con los estándares de mantenimiento que le parecen adecuados.
- 144.579. Que, en quinto lugar, la segunda obligación que **PETROPERÚ** intimó y finalmente sirvió como una de las bases de la resolución practicada el 21 de marzo de 2024 es la asociada a la falta de baja de bienes, a cargo de **TDP**. Ante ello, el demandante indica que dicha obligación no existe en absoluto en la relación contractual entre **TDP** y **PETROPERÚ**; sin embargo, **PETROPERÚ** se basa en 2 razones: (i) la obligación de dar de baja a los activos existe y es plenamente exigible y (ii) la obligación de dar de baja los activos ha sido incumplida.
- 144.580. Que, primero, bajo una interpretación sistemática, la cual requiere reunir una interpretación integral de todos los documentos que forman parte del Contrato, **PETROPERÚ** considera que, en el modelo del contrato adjunto a las Bases, se

señalan dos cláusulas relevantes: cláusulas 13.11 y 13.12. De la primera, se señala que existían ciertos bienes a los cuales el operador podría dar de baja durante la operación en los Terminales. De la segunda, la cual se precisa, no fue analizada por **TDP**, la cláusula 13.12 delimita que la obligación de dar de baja a los activos no es en lo absoluto discrecional ni antojadiza, sino que responde al hecho de que cuando finalice la operación, el Operador tendrá la obligación de entregar los bienes en un "buen estado de operación y conservación", salvo los que hubieran dado de baja.

- 144.581. Que, a entender de **PETROPERÚ**, la posibilidad de dar de baja a determinados bienes durante la ejecución de los Contratos siempre se ha previsto como una obligación clave del Operador que apoya en su deber de devolver los activos en buen estado. A partir de ello, **PETROPERÚ** sostiene que el deber de entregar los activos en buen estado tiene una excepción, los que hubieran sido dados de baja.
- 144.582. Que, por otro lado, la obligación de dar de baja a los activos ha sido incumplida por **TDP**. Bajo la posición de **PETROPERÚ**, recaería sobre todos los bienes identificados dentro de la Auditoría de Inicio que, en virtud de sus condiciones técnicas, ya no ameritaban ser parte de la operación, y estos no han sido mantenidos ni dados de baja.
- 144.583. Que, durante los primeros 4 años del Contrato, el incumplimiento de **TDP** se manifestó de las siguientes maneras: (i) no se recibió ninguna programación para dar de baja todos los activos de la Auditoría de Inicio y (ii) no se remitió ninguna comunicación respecto a los bienes que no estaban operando para coordinar la baja del activo. Al respecto, se ha podido verificar en los Terminales Supe, Salaverry y Callao que hay más de un activo identificado en la Auditoría de Inicio en estado de abandono o desuso.

Posición del Árbitro

- 144.584. Que, como se recuerda, el Árbitro ha desarrollado su posición en la Primera y Segunda Pretensiones Principales de la demanda, declarándolas fundadas; y como consecuencia, la resolución de ambos contratos es válida.
- 144.585. Que, como ya se ha mencionado, el artículo 1371 del Código Civil, aplicable en forma al caso, señala lo siguiente:

«Artículo 1371.- La resolución deja sin efecto un contrato válido por causal sobreviniente a su celebración.»

- 144.586. Que, conforme con la norma citada, la resolución contractual comprende que el contrato sea dejado sin efecto por causal sobreviniente a su celebración. Es decir, se parte de que el contrato es válido en su formación, pero no produce efectos por una circunstancia sobreviniente a su celebración. En tanto la resolución contractual constituye un remedio de ineficacia sobrevenida que extingue la relación obligacional sin cuestionar la validez intrínseca del contrato.
- 144.587. Que, al respecto, el maestro De la Puente y Lavalle¹⁵⁰ menciona que: «(...) la resolución deja sin efecto la relación jurídica patrimonial, la convierte en ineficaz, de tal manera que ella deja de ligar a las partes en el sentido de que ya no subsiste el deber de cumplir las obligaciones que la constituyen ni, consecuentemente, ejecutar las respectivas prestaciones.»
- 144.588. Que, en esa misma línea, García de Enterría¹⁵¹ considera que la resolución del contrato busca «dejar sin efecto la relación jurídica patrimonial, convirtiéndola en ineficaz de tal manera que ella deja de ligar a las partes en el sentido de que ya no subsiste el deber de cumplir las obligaciones que la constituyen ni, consecuentemente, ejecutar las respectivas prestaciones.»
- 144.589. Que, teniendo, nuevamente, en cuenta el efecto que genera una resolución contractual, el Árbitro considera que el pedido de **TDP** es jurídicamente imposible, en tanto no existe relación contractual entre las partes; y, en consecuencia, los Terminales del Centro y del Norte regresarían a poder de **PETROPERÚ** y su consecuente administración.
- 144.590. Que, en ese orden de ideas, corresponde desestimar el pedido de TDP; y, en consecuencia, declarar **IMPROCEDENTE** la Pretensión Accesorio a la Primera y Segunda Pretensiones Principales.

¹⁵⁰ DE LA PUENTE Y LAVALLE, Manuel. «El contrato en general - Comentarios a la Sección Primera del Libro VII del Código Civil». Tomo I, Lima: Palestra Editores S.R.L., 2001, pág. 455.

¹⁵¹ GARCÍA DE ENTERRÍA, Eduardo. «Curso de Derecho Administrativo I». Reimpresión 2001, Madrid: Civitas, 2001, pág. 750.

DETERMINAR SI CORRESPONDE O NO, EN EL SUPUESTO NEGADO EN QUE SE CONSIDERE QUE LA RESOLUCIÓN DEL CONTRATO DE OPERACIÓN DE LOS TERMINALES DEL CENTRO Y DEL CONTRATO DE OPERACIÓN DE LOS TERMINALES DEL NORTE FUE VÁLIDA Y EFICAZ, DECLARAR QUE TERMINALES DEL PERÚ TIENE DERECHO A RECUPERAR LAS INVERSIONES ACREDITADAS Y/O REALIZADAS, PERO NO ACREDITADAS POR RAZONES IMPUTABLES A PETRÓLEOS DEL PERÚ S.A. ANTES DEL 21 DE MARZO DE 2024.

Posición del demandante

- 144.591. Que, mediante cartas n.º GGRL-1929-2024 y GGRL-1930-2024 emitidas por **PETROPERÚ**, **TDP** considera que el demandado ha expuesto su intención de desligarse de los contratos y, por lo tanto, de sus obligaciones contractuales, porque no tiene solvencia económica para enfrentarlas. Ante ello, afirma que **PETROPERÚ** pretende desconocer las multimillonarias inversiones pendientes de reembolso, a partir del 21 de marzo de 2024, en una evidente mala interpretación de la cláusula 11.6 de los contratos.
- 144.592. Que, ante ello, con base en la cláusula citada, **PETROPERÚ** no podría negarse a reembolsar las inversiones ya puestas en servicio y ya acreditadas antes del 21 de marzo de 2024, pues, en caso de que se resuelvan los contratos por incumplimiento de **TDP**, éste perdería el derecho al “reconocimiento de la recuperación de las inversiones”. Ahora bien, **TDP** indica que no se llega a definir con claridad qué es dicho reconocimiento: o significa acreditación o significa recuperación.
- 144.593. Que, en ese sentido, **TDP** interpreta «reconocimiento de la recuperación de las inversiones» como la acreditación; por lo que, **TDP**, al resolverse el contrato por causas imputables a éste, sólo pierde el derecho a que se acrediten las inversiones en curso y, por ende, a recuperarlas.
- 144.594. Que, además, **PETROPERÚ** no podría ampararse en la cláusula 11.6 de los Contratos, para beneficiarse de su propia negligencia o incumplimiento. Por ello, **TDP** también tendría derecho a recuperar las inversiones adicionales que no han sido acreditadas al momento de la resolución por causas imputables a **PETROPERÚ**, pero que debieron serlo.
- 144.595. Que, el demandante expresa que tiene el derecho a recuperar las inversiones que ya se pusieron en servicio y respecto de las que hayan transcurrido más de 30 días desde que presentó el expediente de acreditación, incluso si **PETROPERÚ** no las

acreditó formalmente. Considera también que tiene el derecho a recuperar aquellas que habrían llegado a culminarse y acreditarse, pero que no lo fueron debido a acciones imputables a **PETROPERÚ**.

144.596. Que, incluso si se interpretara la cláusula 11.6 de los Contratos desde una perspectiva expansiva, tampoco podría ser aplicada, en virtud de la doctrina de los actos propios. Frente a ello, **TDP** precisa que desde el 2015 ha efectuado inversiones adicionales en la confianza legítima de que estaba en situación de cumplimiento respecto de sus obligaciones derivadas de los Contratos. Por lo que, al no haber actuación de **PETROPERÚ** en el sentido de que **TDP** estuviera incumpliendo, jamás se planteó la posibilidad de que todas esas inversiones pudieran dejar de ser reembolsadas.

144.597. Que, por lo anterior, **TDP** no pretende que el Tribunal Arbitral decida qué inversiones deben o no ser reembolsadas; sino únicamente una pretensión declarativa que elimine cualquier incertidumbre sobre los derechos discutidos. En ese sentido, se reserva el derecho de recurrir a los foros correspondientes para plantear esa discusión, en la oportunidad adecuada, en el supuesto negado de que se validen las resoluciones de los contratos.

Posición del demandado

144.598. Que, **PETROPERÚ** indica que, bajo la cláusula 11.6 de los Contratos, se otorga a **TDP** el derecho a (i) recuperar todas las inversiones adicionales acreditadas al momento de la resolución y (ii) todas aquellas que, por causas imputables a **PETROPERÚ**, no se llegaron a acreditar al momento de la resolución.

144.599. Que, según la interpretación literal y sistemática de la cláusula 11.6 realizada por **PETROPERÚ**, la terminación de los Contratos por causa imputable a **TDP** genera la pérdida del recupero de las inversiones adicionales. Ante ello, determina que la "acreditación" de las inversiones es distinta al "recupero" de las mismas y que la primera es presupuesto de la segunda; por lo que, si **TDP** pierde la "recuperación" y, en consecuencia, implícitamente también la "acreditación" de las inversiones adicionales, pues es un concepto previo.

144.600. Que, a entender de **PETROPERÚ**, de las cláusulas 4.2.1, 11.9, 15.5 de los Contratos, las partes pactaron que, si los Contratos se resolvían o terminaban por causas no imputables a **TDP**, **PETROPERÚ** se obligaba a pagar a **TDP** cualquier tipo de saldo pendiente de pago por las inversiones adicionales que hubiera efectuado. Por lo que, no es casual la redacción de las cláusulas de pago de inversiones, ya que, siempre se condicionó el pago de cualquier monto o saldo

pendiente de inversiones en caso de que se resuelva el contrato por causa imputable al operador.

- 144.601. Que, de la cláusula 11.8 de los Contratos, se otorgó una facultad a **TDP** de resolver unilateralmente los Contratos luego de cumplir con el compromiso de inversión, pero a cambio, perdía el derecho a cobrar el saldo pendiente por las inversiones adicionales ejecutadas. Así las cosas, si ante un escenario de resolución “voluntaria”, sin incumplimiento, por parte de **TDP**, la consecuencia era la pérdida del cobro de los saldos pendientes. Es decir, en un escenario de resolución forzada por los incumplimientos de **TDP**, guarda coherencia y sentido que también se sancione a **TDP** con la pérdida de las inversiones adicionales.
- 144.602. Que, según la interpretación funcional y de buena fe de los Contratos, **PETROPERÚ** considera que la finalidad de la sanción estipulada en la cláusula 11.6 es desincentivar, y no premiar, el incumplimiento de **TDP**. El demandado considera que **TDP** realiza una errada interpretación al considerar que sería “desproporcionado” y en contra de la “buena fe”; sin embargo, **PETROPERÚ** plantea que lo que realmente es desproporcionado es que **TDP** admita como ellos mismos sostienen en su pretensión, haber incumplido los Contratos y no admitir que tal incumplimiento venga aparejado de una consecuencia adversa a sus intereses.
- 144.603. Que, **TDP** también solicita que se le reconozca un derecho de cobro por aquellas inversiones que, por supuestas causas imputables a **PETROPERÚ**, no pudieron ser aprobadas antes de la fecha de resolución de los Contratos del 21 de marzo de 2024, por causa imputable a **PETROPERÚ**. Ante ello, **PETROPERÚ** sostiene dos puntos: (i) no es correcta la interpretación de **TDP**, en el sentido de que la acreditación ocurre por el solo transcurso del tiempo a los 30 días de la puesta en servicio. De ahí, si una inversión adicional no se acreditó a los 30 días, no puede considerarse que existe una causa imputable a **PETROPERÚ**. Y, (ii) bajo la consideración que alega **TDP** de que **PETROPERÚ** haya “obstruido” la acreditación, el demandando hace alegación en abstracto, pero no acompaña prueba de esta importante acusación, puesto que no corresponde que el Tribunal siquiera evalúe esta alegación.
- 144.604. Que, del mismo modo, a entender de **PETROPERÚ**, **TDP** sostiene que incluso si se interpretara de forma “expansiva” la cláusula 11.6 del Contrato, de todos modos, no podría aplicarse en virtud de la doctrina de los actos propios. En ese sentido, argumenta que si **PETROPERÚ** hubiera imputado en el 2015 los graves incumplimientos a **TDP** y hubiera resultado los Contratos, **TDP** hubiera perdido el cobro de la mayoría de las cuotas de las primeras inversiones adicionales. Todo lo

contrario, el que **PETROPERÚ** haya resuelto en 2024 los Contratos, ejerciendo su derecho conforme a ley, le ha permitido a **TDP** recuperar el capital de distintas inversiones hechas.

- 144.605. Que, para **PETROPERÚ**, es absurdo alegar que **TDP** haya ejecutado inversiones adicionales, porque se habría generado una “expectativa legítima” de estar cumpliendo, y que, de haber sabido de la posibilidad de que no se devuelva su capital, tal como lo indica su perito legal, “hubiera invertido menos”. Ante ello, el demandado sostiene que la inversión adicional no es “favor” de **TDP** a **PETROPERÚ**, era una obligación contractual independiente de la obligación de mantenimiento; por lo que, independientemente de que hubiera incumplido esta última obligación y hubiera sabido de dicho incumplimiento, de todas maneras, **TDP** tenía que ejecutar inversiones adicionales según lo pactado en los Contratos.
- 144.606. Que, aunado a ello, **PETROPERÚ** señala que debe tenerse en cuenta que los incumplimientos de **TDP** no se limitan al 2015, sino que datan del 2015, es decir, se trata de incumplimiento reiterados y continuos. Al respecto, se indica que, mientras se continúe en estado de incumplimiento, **PETROPERÚ** puede ejercer válidamente cualesquiera de los remedios contractuales, entre ellos, la resolución.
- 144.607. Que, bajo la posición de **PETROPERÚ**, **TDP** sostiene que también tendría derecho a recuperar (i) las inversiones que ya se pusieron en servicio y respecto de las que hayan transcurrido más de 30 días desde que presentó el expediente de acreditación, incluso si **PETROPERÚ** no las acreditó formalmente; y, (ii) las inversiones que habrían llegado a culminarse y acreditarse, pero no lo fueron debido a acciones imputables a **PETROPERÚ**.
- 144.608. Que, al respecto, **PETROPERÚ** considera que ese análisis es falso debido a que (i) un proyecto está conformado no por uno sino por dos expedientes de acreditación y (ii) porque entre la presentación del expediente de cualquier expediente de acreditación (I o II) existe un plazo de subsanación de observaciones, con lo cual es innecesario interpretar el plazo de **PETROPERÚ** para evaluar cualquiera de los expedientes de acreditación como un plazo que inicia y no se detiene.

Posición del Árbitro

- 144.609. Que, la Primera Pretensión Subordinada a la Primera y Segunda Pretensiones Principales versa en torno al derecho que tendría **TDP** de recuperar las inversiones

acreditadas y/o realizadas, pero no acreditadas por razones imputables a **PETROPERÚ**.

- 144.610. Que, asimismo de la posición desarrollada por **TDP** se puede observar que la finalidad de la pretensión es que «el Tribunal Arbitral interprete la Cláusula 11.6, para establecer las reglas que las partes deberán seguir, en el supuesto negado de que las pretensiones anteriores sean desestimadas, (...). (...) Terminales del Perú le solicita al Tribunal Arbitral que, en el supuesto negado que valide las resoluciones de los Contratos, declare que la cláusula 11.6 de estos únicamente genera la pérdida del derecho a recuperar inversiones adicionales pendientes de acreditar, cuando la razón de que no haya sido acreditada no sea imputable a **PETROPERÚ**»¹⁵².
- 144.611. Que, en ese sentido, el Árbitro considera que, conforme a lo solicitado por el demandante, corresponde analizar lo que establece el contrato en torno al recupero de las inversiones bajo el escenario de la resolución de los contratos por incumplimiento de obligaciones por parte de **TDP**.
- 144.612. Que, antes de analizar lo establecido en las cláusulas del contrato, este Árbitro considera necesario reiterar el sentido de obligatoriedad que contienen los contratos.
- 144.613. Que, por una parte, tenemos el principio *pacta sunt servanda* —«los acuerdos deben cumplirse»— es uno de los fundamentos estructurales del Derecho privado y del Derecho de los contratos. Se trata de un principio universal del derecho continental, el *common law* y el derecho internacional, y en el Perú está reconocido en la fuerza vinculante del contrato (artículos 1351 y 1361 del Código Civil¹⁵³). La importancia fundamental al respeto a los contratos radica en su función económica, de seguridad jurídica, de eficacia de la autonomía privada y, además, en la función social que cumplen como instrumentos de organización de nuestra sociedad.
- 144.614. Que, en torno a los contratos es importante considerar que la protección de éstos se encuentra consagrada en la Constitución. Tanto en el Título I, sobre los derechos de las personas, como un derecho fundamental¹⁵⁴ (la libertad para contratar) del

¹⁵² Ver numeral 443 de la página 193 y el numeral 463 de la página 202 del memorial de demanda.

¹⁵³ Código Civil

Artículo 1351.- El contrato es el acuerdo de dos o más partes para crear, regular, modificar o extinguir una relación jurídica patrimonial.

Artículo 1361.- Los contratos son obligatorios en cuanto se haya expresado en ellos. Se presume que la declaración expresada en el contrato responde a la voluntad común de las partes y quien niegue esa coincidencia debe probarla.

¹⁵⁴ Constitución de 1993

«Artículo 2.- Toda persona tiene derecho a:

cual son titulares las personas naturales y las personas jurídicas, así como en el Título III sobre el régimen económico del Estado en el que se garantiza la libertad de contratación¹⁵⁵.

144.615. Que, en ese sentido, la Constitución se refiere a la prevalencia de la voluntad de las partes y a la intangibilidad de los contratos; asimismo pone el pacto o la voluntad de las partes por encima de la ley, en tanto los términos contractuales no pueden ser modificados por leyes u otras disposiciones posteriores. Ello se puede apreciar de la lectura conjunta del inciso 14) del artículo 2 y del primer párrafo del artículo 62 de la Constitución, con lo cual se puede llegar a la conclusión de que el valor y el respeto a los contratos celebrados entre las partes, se encuentran protegidos bajo la figura del derecho a la libertad de contratación¹⁵⁶.

144.616. Que, conforme lo establece el artículo 1351 del Código Civil, los contratos contienen un vínculo de obligación entre las partes:

«Artículo 1351.- El contrato es el acuerdo de dos o más partes para crear, regular, modificar o extinguir una relación jurídica patrimonial.»

144.617. Que, en la misma línea, el maestro De la Puente y Lavalle¹⁵⁷ señala que: «(...) la celebración de un contrato definitivo da lugar a la creación de una relación jurídica obligacional (...)»

144.618. Que, así también agrega el referido autor¹⁵⁸ que: «(...) el contrato por definición es un acuerdo de dos o más partes para crear, regular, modificar o extinguir una relación jurídica patrimonial, aunque en la definición no se establece, este acuerdo

(...)

14. A contratar con fines lícitos, siempre que no se contravengan leyes de orden público.

(...).»

¹⁵⁵ Constitución de 1993

«Artículo 62. - “La libertad de contratar garantiza que las partes pueden pactar válidamente según las normas vigentes al tiempo del contrato. Los términos contractuales no pueden ser modificados por leyes u otras disposiciones de cualquier clase.

(...)»

¹⁵⁶ Conforme señala el Tribunal Constitucional: «(...) el derecho a la libertad de contratación aparece consagrado en los artículos 2.14 y 62 de la Constitución, protegiendo ambas disposiciones la intangibilidad de los contratos, siempre que se hayan celebrado con arreglo a la legislación vigente al momento de su formación» (Sentencia del Tribunal Constitucional recaída en el Expediente n.º 00271-2007-PA/TC de fecha 9 de noviembre de 2007).

¹⁵⁷ DE LA PUENTE Y LAVALLE, Manuel. «*La Convención y el Contrato (Continuación)*». En: Advocatus, n.º 8, Lima, 2003, p. 212.

¹⁵⁸ DE LA PUENTE Y LAVALLE, Manuel. «*El contrato general*». Biblioteca para leer el Código Civil. Lima: Fondo Editorial de la Pontificia Universidad Católica del Perú, 1998, Tomo I, p. 43.

es el acuerdo de voluntades y debe exteriorizarse mediante la declaración respectiva.»

144.619. Que, en ese sentido, dicho vínculo obligacional está destinado a cumplirse indefectiblemente, conforme lo señala el artículo 1356 del Código Civil:

«Artículo 1356.- Las disposiciones de la ley sobre contratos son supletorias de la voluntad de las partes, salvo que sean imperativas.»

144.620. Que, bajo esa misma línea, el artículo 1361 del Código Civil señala que la fuerza obligatoria de lo pactado en el contrato es tal que quien pretenda negar la voluntad de las partes en lo expresado en el contrato deberá probarlo:

«Artículo 1361.- Los contratos son obligatorios en cuanto se haya expresado en ellos.
Se presume que la declaración expresada en el contrato responde a la voluntad común de las partes y quien niegue esa coincidencia debe probarla.»

144.621. Que, así las cosas, podemos apreciar que el Tribunal Constitucional¹⁵⁹ se ha pronunciado al respecto, manifestando que:

«La libertad de contratar garantiza: a) Autodeterminación para decidir la celebración de un contrato, así como la potestad de elegir al co-celebrante y b) Autodeterminación para decidir, de común acuerdo, la materia objeto de regulación contractual.»

144.622. Que, siendo así, y conforme señala el artículo 1362 del Código Civil, se puede entender que tanto la estabilidad jurídica como el funcionamiento del sistema legal, se sustentan también en el principio de la buena fe, obligando a las partes a mantener la palabra empeñada en el contrato:

«Artículo 1362.- Los contratos deben negociarse, celebrarse y ejecutarse según las reglas de la buena fe y común intención de las partes.»

¹⁵⁹ Sentencia del Tribunal Constitucional recaída en el Expediente n.º 07339- 2006-PA/TC de fecha 25 de junio de 2007.

- 144.623. Que, en torno al principio de la buena fe, el insigne Manuel de la Puente y Lavalle,¹⁶⁰ señala que: «Quizá donde existe consenso es que la buena fe, como dice Ferreira, es un elemento de la vida de relación humana que se ha incorporado al Derecho, pero que éste no lo ha recibido tal como es sino dándole precisiones técnicas, lo cual ha determinado que se convierta en un concepto jurídico. En otras palabras, la buena fe no es una creación del legislador, que ha preestablecido su contenido, sino la adaptación de un principio inherente a la conducta de los hombres en la esfera más amplia de todas sus relaciones, pero que ha sido preciso regular para que sea susceptible de tener efectos jurídicos, convirtiéndola así en una buena fe civil.»
- 144.624. Que, la mayoría de la doctrina considera que la buena fe se ha plasmado legislativamente en dos sentidos, uno subjetivo y otro objetivo, los cuales, en realidad, no obedecen a dos clases de buena fe sino a dos vertientes de una concepción unitaria de la misma.
- 144.625. Que, la buena fe subjetiva es, siguiendo a Ferreira, la condición de un sujeto en una situación jurídica dada, con referencia al conocimiento o grado de conocimiento que tenga de las circunstancias generales de la misma. Esta buena fe constituye una convicción sincera del espíritu, que debe estar fundada con moderada razonabilidad, consistiendo así en una firme persuasión sobre la legitimidad con que se adquiere y mantiene una determinada situación jurídica.¹⁶¹
- 144.626. Que, en la misma línea, Manuel de la Puente,¹⁶² caracteriza la buena fe subjetiva como una creencia personal del sujeto respecto de que su actuación es conforme a Derecho. Tal creencia, pese a ser subjetiva, no es candorosa sino razonada, puesto que dicho sujeto ha apreciado los elementos de juicio que estaban a su disposición.
- 144.627. Que, de manera más específica, puede afirmarse que la buena fe tiene las siguientes funciones principales:¹⁶³
- (a) Optimizar el comportamiento de las partes, a la vista del concreto programa contractual, de las situaciones jurídicas subjetivas de sus protagonistas y de la finalidad

¹⁶⁰ DE LA PUENTE Y LAVALLE, Manuel. «*El contrato en general. Comentarios a la Sección Primera del Libro VII del Código Civil*». Fondo Editorial de la Pontificia Universidad Católica del Perú. Primera Edición. Lima, tomo II, 1991, p. 24.

¹⁶¹ Citado por DE LA PUENTE Y LAVALLE, Manuel. «*El contrato en general*». *Comentarios a la Sección Primera del Libro VII del Código Civil*. Lima: Fondo Editorial de la Pontificia Universidad Católica del Perú, 1991, Primera Parte, vol. XI, tomo II, p. 28.

¹⁶² DE LA PUENTE Y LAVALLE, Manuel. «*El contrato en general*». *Comentarios a la Sección Primera del Libro VII del Código Civil. Op. cit.*, tomo II, p. 30.

¹⁶³ MARTINS-COSTA, Judith. «*La buena fe objetiva y el cumplimiento de las obligaciones*». *Tratado de la Buena Fe en el Derecho. Op. cit.*, tomo II, p. 103.

económico-social en vista de la cual el contrato fue celebrado, posibilitando así su cumplimiento satisfactorio;

- (b) Corregir y reequilibrar, si así fuera el caso, el contenido del negocio jurídico, especialmente en los casos en que se viole la base negocial objetiva, la excesiva onerosidad sobreviniente y no imputable;
- (c) Posibilitar, calificar y medir el cumplimiento satisfactorio, sometiendo, inclusive, a ambas partes de la relación a deberes “involuntaristas (involuntarios)” que se hacen instrumentalmente necesarios para el adecuado desarrollo de la relación negocial, a la vista de su finalidad concreta, alcanzados de la fase de las tratativas negociadoras hasta el período post contractual.
- (d) Suplir eventuales espacios, actuando como canon de integración del contrato;
- (e) Servir como criterio de concretización de los deberes generales de *neminem laedere*, en la responsabilidad civil extracontractual;
- (f) Limitar el ejercicio de derechos subjetivos, derechos potestativos y posiciones jurídicas, generando, por ejemplo:
 - Responsabilidad por el injusto receso de las tratativas, por el quiebre de la confianza legítima o por el ejercicio contradictorio de posición jurídica.
 - Invalidez de actos abusivos.
 - Ineficacia del ejercicio del poder formativo de resolución cuando el incumplimiento no fue sustancial.

144.628. Que, en materia contractual, la regla del principio de la buena fe objetiva impone a los contratantes el deber de comportarse correcta y lealmente en sus relaciones mutuas, desde el inicio de los tratos preliminares y hasta un momento incluso ulterior a la terminación del contrato.

144.629. Que, en cuanto al alcance del contenido de la buena fe en el ámbito contractual, los civilistas modernos están de acuerdo en calificar a la buena fe como un deber de cooperación, de lealtad, que se deben recíprocamente los contratantes, deudores y

acreedores, para asegurar el logro de las expectativas del contrato. Más concretamente, la doctrina ha establecido que la buena fe involucra mutua lealtad, cooperación y salvaguarda entre los contratantes, tanto antes, como durante y después de la ejecución de los contratos. La conducta de los contratantes en la ejecución de sus obligaciones y en el ejercicio de sus derechos, debe servir para preservar y alcanzar los objetivos que se persiguen en el contrato.¹⁶⁴

- 144.630. Que, se puede observar que, en Derecho Contractual, la buena fe se presenta como una pauta ordinaria de conducta en la vida jurídica que no se reduce a la etapa de negociación ni a la de celebración del contrato, sino que se extiende a todo su desarrollo, de tal suerte que es determinante para efectos de aplicar, integrar y corregir el contenido del acto jurídico celebrado, permitiendo precisar cuáles son los alcances en los que el contratante está jurídicamente vinculado.
- 144.631. Que, para entender los alcances de la función de integración que cumple la buena fe contractual regulada en el artículo 1362 del Código Civil, resulta necesario advertir que esa norma es de orden público, teniendo, por ello, carácter imperativo y no supletorio.
- 144.632. Que, en el caso del artículo 1362 del Código Civil, norma que consagra y regula la buena fe contractual, la misma constituye un mandato y no una simple recomendación. Se trata, así, de una norma imperativa. Esto resulta claro cuando se toma en cuenta el uso de la expresión “deben”, la misma que determina que resulte imposible negar que la buena fe está llamada a gobernar todo el *iter* contractual y que, por lo mismo, pueda imponer deberes o prohibir conductas a los contratantes.
- 144.633. Que, como enseña Manuel de la Puente, tratándose de la institución del contrato, éste constituye un acuerdo de voluntades que obliga a las partes a ejecutar sus respectivas prestaciones de la manera pactada, pero siendo imperativa la norma que establece que los contratos deben ejecutarse según las reglas de la buena fe, razón por la cual esta norma se introduce por integración en cada contrato, tal como si fuera una estipulación del mismo. Es así como se reconoce que la buena fe en la ejecución del contrato juega un rol “completivo”, en virtud del cual, la lealtad y el deber de colaboración acrecientan las obligaciones nacidas del contrato.¹⁶⁵

¹⁶⁴ ANZOLA, J. Eloy. «El Deber de Buena Fe en los Contratos: ¿Puede el Franquiciante Competir con su Franquiciado?» En: http://eanzola.com/images/uploads/25-Buena_Fe_en_contratos_de_Franquicia.pdf.

¹⁶⁵ DE LA PUENTE Y LAVALLE, Manuel de la. «La fuerza de la buena fe». En: *Contratación contemporánea*. Lima: Palestra Editores, 2000, p. 284.

- 144.634. Que, el deber de buena fe, entonces, impone a los contratantes una obligación de lealtad para con la contraparte mediante el cumplimiento de sus deberes contractuales, de forma tal que permita a la otra parte alcanzar los objetivos que buscaba satisfacer con el contrato. A todo contratante, entonces, se le imponen obligaciones activas, las cuales conducen a que su actuación bajo el contrato sea útil para la otra parte, tal como sucede con el deber de cooperar con la otra para ayudarlo a alcanzar los fines de la contratación. Igualmente, se le imponen obligaciones negativas que le prohíben sacar provechos o ventajas indebidos a costa de su contraparte, que impidan o frustren el interés que ésta buscaba satisfacer con el contrato. El contenido y alcance concreto del deber de buena fe se debe determinar caso por caso, por lo que ese contenido variará, incrementando o disminuyendo su intensidad, dependiendo del tipo de contrato en cuestión y de los hechos del caso.¹⁶⁶
- 144.635. Que, siendo así, se puede afirmar —como lo hace Manuel de la Puente— que, en la ejecución contractual, la buena fe es esencialmente una actitud de cooperación encaminada a cumplir de modo positivo la expectativa de la otra parte. De acuerdo con el citado autor, el hecho de que la relación jurídica creada por el contrato está compuesta de obligaciones (que pueden ser con prestaciones recíprocas, con prestaciones bilaterales autónomas o con prestación unilateral), crea entre deudor y acreedor un deber de colaboración mutua para alcanzar la finalidad buscada de la manera que convenga mejor a los intereses de ambos, sin desnaturalizar, desde luego, lo estipulado en el contrato.¹⁶⁷
- 144.636. Que, habiéndose establecido la obligatoriedad de los contratos, corresponde señalar las cláusulas que se encuentran relacionadas al pedido de **TDP** y que figuran en los contratos tanto del Terminal Centro como del Terminal Norte.
- 144.637. Que, el Árbitro advierte que la Cláusula Cuarta del contrato señala los dos tipos de inversiones que realizará el Operador y las características de cada una de dichas inversiones:

¹⁶⁶ ANZOLA, J. Eloy. «El Deber de Buena Fe en los Contratos: ¿Puede el Franquiciante Competir con su Franquiciado?» En: http://eanzola.com/images/uploads/25-Buena_Fe_en_contratos_de_Franquicia.pdf

¹⁶⁷ DE LA PUENTE Y LAVALLE, Manuel de la. «La fuerza de la buena fe». En: *Contratación contemporánea. Op. cit.*, p. 278.

**CLÁUSULA CUARTA: INVERSIONES COMPROMETIDAS E INVERSIONES
ADICIONALES**

4.1. Inversiones Comprometidas

4.2. Inversiones Adicionales

4.2.1. Las Inversiones Adicionales deberán estar directamente relacionadas con la modernización, ampliación, adecuación a la normatividad vigente u otros requerimientos operativos o comerciales de los Terminales.

144.638. Que, habiéndose advertido que el pedido de **TDP** se orienta a que el Tribunal Arbitral interprete lo señalado en la cláusula 11.6, se procederá a analizar lo señalado en dicha cláusula. Sin embargo, antes de analizar la cláusula 11.6, el Árbitro considera importante tener en cuenta lo establecido en la cláusula 4.2.3 en torno a las inversiones adicionales, la misma que a la letra establece lo siguiente:

4.2.3. Previa acreditación, de acuerdo al Informe de la Inspección del Contratante, tanto del capital invertido por el Operador como del cumplimiento de los aspectos operativos, de las normas y requerimientos técnicos, de seguridad, ambientales y sociales del proyecto materia de la Inversión Adicional; y a partir del mes siguiente de su puesta en servicio, el Operador recuperará el capital invertido en Inversiones Adicionales, mediante un descuento en el monto que paga al Contratante cada mes calendario de acuerdo a lo establecido en el acápite 5.1.1. Este descuento será igual al cociente de dividir el monto invertido entre el menor de lo siguiente: i) número de meses faltantes para la terminación del Contrato; o ii) sesenta (60) meses.

144.639. Que, la cláusula en mención establece que el Operador recuperará la inversión previa acreditación y a partir del mes siguiente de su puesta en servicio. Con ello, se advierte que el recupero sólo se dará luego de cumplidos dos requisitos; a saber, la acreditación y que se cumpla un mes después de la puesta en servicio.

144.640. Que, es necesario mencionar que el contrato estableció un procedimiento tanto para las inversiones comprometidas como para las inversiones adicionales (las cuales son por las que **PETROPERÚ** debe devolver el monto invertido por **TDP** una vez

que se cumple con la acreditación correspondiente). Ahora bien, dicho procedimiento de acreditación de las inversiones adicionales tuvo una variación del numeral 4.3 mediante una Adenda. Dicha modificación estableció el siguiente procedimiento¹⁶⁸:



El Operador recuperará el capital invertido acreditado según el párrafo anterior, en cada proyecto de Inversión Adicional, de acuerdo a lo estipulado en el acápite 4.2.3 del Contrato de Operación y al Acta de Acuerdo para el Tratamiento Tributario y Contable vigente.

A partir de la entrega del "Expediente de Acreditación II" el Contratante dispondrá de un plazo máximo de treinta (30) días para dar conformidad a la ejecución del proyecto materia de la Inversión Adicional. Transcurrido dicho plazo, sin que el Contratante haya comunicado su aprobación, se dará por aprobada.

En caso de existir observaciones, se detendrá el conteo del plazo indicado en el párrafo anterior y se reiniciará al momento de realizada la entrega del levantamiento de observaciones correspondiente. Una vez formuladas las observaciones no se podrán presentar nuevas observaciones.

El Operador recuperará el saldo del capital invertido en cada proyecto de Inversión Adicional, aprobado con el "Expediente de Acreditación II" de acuerdo a lo estipulado en el acápite 4.2.3 del Contrato de Operación y al Acta de Acuerdo para el Tratamiento Tributario y Contable vigente."

144.641. Que, teniendo en cuenta lo señalado en la adenda y en la Cláusula 4.2.3 del contrato, el Árbitro procede a analizar lo señalado en la Cláusula 11.6, la misma que a la letra indica:

11.6 La resolución del Contrato por incumplimiento del operador, conlleva para el Operador, además de la pérdida del Contrato, el que no tenga derecho a devolución alguna por los montos pagados al Contratante, ni el reconocimiento de la recuperación de las inversiones a que se refieren los acápites 4.2.3 y 4.2.4 por los montos invertidos en los Terminales.

144.642. Que, por otra parte, se puede observar que se señala lo relacionado con la acreditación y el pago de las inversiones adicionales (4.23 y 4.2.4). Ahora bien, se puede advertir que la cláusula 11.6 hace mención a la pérdida del derecho a devolución alguna (esta expresión denota la clara intención de enfatizar que no se devolverá absolutamente nada de lo que se haya entregado, pagado o acordado.

¹⁶⁸ Ver Anexos C-013 y C-014 de la demanda.

Ello, aunado al término «alguna» que funciona como un refuerzo que anula cualquier tipo de categoría o concepto de reembolso).

- 144.643. Que, por otra parte, si analizamos lo que señala la cláusula 4.2.3 del contrato, podemos observar que el operador (demandante) podrá recuperar la inversión previa acreditación y luego de un mes de la puesta en servicio. Asimismo, se puede observar que **TDP** lleva la interpretación de la cláusula 11.6 del contrato hacia la pérdida sólo de las inversiones no acreditadas. Sin embargo, se puede apreciar, a modo de ejemplo, que la cláusula 4.2.1 del contrato hace mención a un escenario opuesto al de la cláusula 11.6, toda vez que señala: «(...) A la terminación del contrato por causa no imputable al operador, el contratante le devolverá el saldo pendiente de recuperación a la fecha del cese de las operaciones»:

4.2. Inversiones Adicionales

4.2.1. Las Inversiones Adicionales deberán estar directamente relacionadas con la modernización, ampliación, adecuación a la normatividad vigente u otros requerimientos operativos o comerciales de los Terminales.

Las Inversiones Adicionales estarán contempladas dentro de un Programa de Inversiones Adicionales a ser implementado a partir de la Fecha de Cierre contenido en el Anexo 3. En el programa se contemplarán los conceptos a los que se destinarán las inversiones, los montos aproximados asignados a cada trabajo y los períodos en que las inversiones se llevarán a cabo.

Este programa podrá ser modificado en cualquier momento dentro del plazo del Contrato, pero antes de treinta (30) Días del inicio de su ejecución. Para tal fin, el Operador podrá proponer al Contratante modificaciones o adiciones al Programa de Inversiones Adicionales, teniendo en cuenta los requerimientos de los Terminales y respetando los montos mínimos contemplados para cada período. El Contratante deberá comunicar la aprobación dentro de los quince (15) Días posteriores de su presentación. En caso el Contratante no haya comunicado al Operador la desaprobación en dicho plazo, se considerará aprobada la propuesta del Operador.

A la terminación del Contrato por causa no imputable al Operador, el Contratante le devolverá el saldo pendiente de recuperación a la fecha del cese de las operaciones.

- 144.644. Que, en ese sentido, se puede apreciar nuevamente que la recuperación sólo podrá ser efectiva ante la acreditación de la inversión, por lo que exceptuar aquellas inversiones acreditadas de lo señalado en la cláusula 11.6 iría en contra de lo acordado por las partes. Asimismo, el Árbitro ha observado que el grado de importancia que tiene esta cláusula fue advertido por los postores, siendo que en el Pliego de respuestas del Concurso Público¹⁶⁹, se sugirió establecer un límite a dicha penalidad, lo cual fue rechazado, conforme se puede observar a continuación:

¹⁶⁹ Ver Anexo R-1 de la contestación de demanda.

202. En la cláusula 11.6 del PROYECTO DE CONTRATO se indica que la resolución del Contrato por incumplimiento de EL OPERADOR conlleva a que EL OPERADOR no tenga derecho a devolución alguna de los montos pagados a EL CONTRATANTE, ni el reconocimiento de la recuperación de Inversiones, dado que los niveles de Inversión Adicional son de entre MMUSD 80 a 140 proponemos que se limite la penalidad.

RESPUESTA:

La sugerencia no es aceptada.

- 144.645. Que, teniendo en cuenta la obligatoriedad de los contratos, y advirtiendo que la cláusula 11.6 ha sido objeto de un pedido de interpretación, aunado a que estamos frente a una cláusula que no ha sido objeto de pretensión alguna de nulidad o de ineficacia, corresponde al Árbitro efectuar una interpretación literal y concatenada al cuerpo del contrato, a efectos de que dicha interpretación sea completa y no de forma aislada, llegando a la conclusión de que la cláusula 11.6 tiene una finalidad sancionadora, toda vez que se aplica ante la resolución del contrato por culpa del Operador.
- 144.646. Que, en ese orden de ideas, la sanción a que se refiere la cláusula en mención es la pérdida del derecho a devolución alguna por los montos pagados al Contratante, ni el reconocimiento de la recuperación (que sólo se da luego de la acreditación de la inversión) de las inversiones. Siendo así, el Árbitro considera que no corresponde amparar la Primera Pretensión Subordinada a la Primera y Segunda Pretensiones Principales.

DETERMINAR SI CORRESPONDE O NO, EN EL SUPUESTO NEGADO EN QUE SE CONSIDERE QUE LA RESOLUCIÓN DEL CONTRATO DE OPERACIÓN DE LOS TERMINALES DEL CENTRO Y DEL CONTRATO DE OPERACIÓN DE LOS TERMINALES DEL NORTE FUE VÁLIDA Y EFICAZ, DECLARAR QUE TERMINALES DEL PERÚ TIENE DERECHO A RECUPERAR LAS INVERSIONES ACREDITADAS Y/O REALIZADAS, PERO NO ACREDITADAS POR RAZONES IMPUTABLES A PETRÓLEOS DEL PERÚ S.A. DESPUÉS DEL 21 DE MARZO DE 2024.

Posición del demandante

- 144.647. Que, bajo el entender de **TDP, PETROPERÚ** ha resuelto los contratos extrajudicialmente, en aplicación de la cláusula 11.1. Al respecto, la resolución extrajudicial de un contrato por incumplimiento está regulada en el artículo 1429 del Código Civil, el cual contempla, al igual que la cláusula citada, que la resolución tendrá efectos directos, de pleno derecho, sin necesidad de que medie una decisión de una autoridad que la valide.

- 144.648. Que, en ese sentido, **TDP** indica que, en el supuesto negado de que el Tribunal Arbitral determine que la resolución es válida, los Contratos quedarían resueltos desde el 21 de marzo de 2024; sin embargo, es un hecho que luego de la fecha mencionada, ha realizado inversiones adicionales cuyo reembolso debe ser asumido por **PETROPERÚ**, porque (i) **PETROPERÚ** le generó a **TDP** la confianza legítima de que esas inversiones adicionales serían reembolsadas o (ii) en cualquier caso, porque no reembolsarlas constituiría un enriquecimiento sin causa del demandado.
- 144.649. Que, respecto al primer punto, **TDP** señala que el entendimiento entre las partes después de la resolución siempre ha sido que **TDP** continuaría con la realización de Inversiones Adicionales y que **PETROPERÚ** las acreditaría y reembolsaría. Asimismo, expresa que pretender emplear la resolución contractual para desconocer las deudas derivadas de las inversiones ejecutadas post resolución sería absurdo, debido a que, la decisión de continuar con las inversiones se dio después de la resolución.
- 144.650. Que, en ese sentido, **TDP** desprende con claridad de esta situación que las partes acordaron realizar y reembolsar las inversiones adicionales independientemente de la resolución de los Contratos.
- 144.651. Que, respecto al segundo punto, **TDP** señala que, en caso de que se considerara que las resoluciones de los Contratos fueron válidas y eficaces, y no se ha generado ninguna otra relación jurídica, de todos modos, correspondería reconocer el derecho de **TDP** a que se le pague por las inversiones adicionales ejecutadas luego del 21 de marzo de 2024. Ello, pues, el derecho no admite que una parte atribuya beneficios a la otra sin que exista un título para hacerlo.
- 144.652. Que, en el presente caso, **TDP** enfatiza que ha invertido su propio capital para generarle un beneficio a las propiedades de **PETROPERÚ**. Sin un vínculo jurídico, todos los beneficios económicos de las inversiones adicionales serían enriquecimiento sin causa, por el que el demandado tendría que pagar. Así, de acuerdo con el artículo 1954 del Código Civil, se necesita un empobrecimiento (la inversión de **TDP**), un enriquecimiento (la mejora de la infraestructura de propiedad de **PETROPERÚ**) y una conexión entre ambos. De esa forma, **TDP** expresa que es evidente que no ha perdido su derecho a una compensación por las inversiones adicionales que ha realizado después del 21 de marzo de 2024.

Posición del demandado

- 144.653. Que, **PETROPERÚ** formula excepción de incompetencia respecto a la Segunda Pretensión Subordinada a la Primera y Segunda Pretensión Principal. Empero, independientemente de la declaración del Tribunal Arbitral sobre dicha excepción, formula lo siguiente.
- 144.654. Que, en primer lugar, para **PETROPERÚ** es incorrecto el razonamiento de **TDP** al señalar que la cláusula 11.6 de los Contratos no puede ser aplicada. Esto es, porque **TDP** confunde los efectos que produce la resolución contractual con que se extingan las obligaciones de los Contratos, pero ello no implica la extinción o inaplicabilidad de las cláusulas que regulan los efectos de la resolución. Justamente por tratarse de consecuencias, estas cláusulas aplican con posterioridad a la resolución de los Contratos, no se extinguen con ella.
- 144.655. Que, para **PETROPERÚ**, seguir el razonamiento de **TDP** implicaría concluir irrazonablemente que dicha cláusula nunca podría ser aplicada, pues cobra eficacia precisamente tras la resolución. Las consecuencias allí reguladas son exigibles precisamente sólo si ocurre el supuesto de hecho de la cláusula: la resolución del Contrato por causa del operador.
- 144.656. Que, en segundo lugar, **PETROPERÚ** indica que debe tenerse en cuenta que **TDP** conoce muy bien los términos contractuales y la cláusula 11.6 de los Contratos. Al existir una regla contractual, no puede ahora alegar que **PETROPERÚ** le dio “expectativa legítima” de que le devolvería las inversiones adicionales, pues ello implicaría una suerte de “ampliación” de la vigencia de los Contratos y sus efectos, cuando en todo momento **PETROPERÚ** ha sido consistente en que para el Operador el Contrato estaba resuelto desde el 21 de marzo de 2024.
- 144.657. Que, al respecto, **PETROPERÚ** señala que **TDP**, con posterioridad a la resolución de los Contratos, siguió ejecutando inversiones adicionales y el demandado continuó devolviendo su inversión. Sin embargo, considera que el demandante olvida que luego de la resolución, lo que correspondería era que cesara en las operaciones e, implícitamente, que ya no ejecute ningún tipo de inversión.
- 144.658. Que, ante ello, **TDP** negó el incumplimiento, sosteniendo que el Contrato no está resuelto, forzando su permanencia en la operación. Es decir, de acuerdo con lo mencionado por **PETROPERÚ**, **TDP** ha asumido el riesgo de considerar que la resolución era inválida, que los Contratos continuaban vigentes y, por tanto, de seguir ejecutando inversiones. Así, **PETROPERÚ** recalca que, siempre le precisó

a **TDP** que los Contratos estaban resueltos y que toda actuación que realizaba lo hacía bajo protesto.

144.659. Que, en ese sentido, mediante Cartas n.º GGRL-1930-2024 y GGRL-1929-2024, ambas con fecha 17 de noviembre de 2024, **PETROPERÚ** solicitó a **TDP** la devolución de los Terminales. A entender de **PETROPERÚ**, esta acción, nuevamente, destruye esa supuesta “expectativa legítima” generada a **TDP**.

144.660. Que, en tercer lugar, con relación al supuesto enriquecimiento sin causa, conforme al artículo 1955 del Código Civil, **PETROPERÚ** señala que se trata de una acción subsidiaria, la cual no es un mecanismo pensado para burlar las consecuencias contractuales.

Posición del Árbitro

144.661. Que, la Segunda Pretensión Subordinada a la Primera y Segunda Pretensiones Principales versa sobre la misma controversia desarrollada en los considerandos precedentes.

144.662. Que, teniendo en cuenta la posición claramente establecida por el Árbitro respecto a la interpretación de la cláusula 11.6 de los contratos, las consecuencias de la resolución de los contratos por incumplimiento del Operador se aplicarían también a las inversiones efectuadas después del 21 de marzo de 2024, en tanto el pedido del demandante en la medida cautelar fue el de no innovar; a saber, mantener el *statu quo* de la relación contractual, con lo cual, habiendo sido concedida la misma, todas las obligaciones de las partes y los efectos del contrato siguieron su normal curso durante el proceso arbitral.

144.663. Que, en ese orden de ideas, el Árbitro considera que no corresponde amparar la Segunda Pretensión Subordinada a la Primera y Segunda Pretensiones Principales.

DETERMINAR SI CORRESPONDE O NO, DECLARAR QUE TERMINALES DEL PERÚ TIENE DERECHO A DEDUCIR, EN LA LIQUIDACIÓN SIGUIENTE A LA ACREDITACIÓN DE UNA INVERSIÓN ADICIONAL, TODAS LAS CUOTAS DEVENGADAS DESDE LA PUESTA EN SERVICIO HASTA EL MOMENTO DE EMISIÓN DE LA PRIMERA CUOTA.

Posición del demandante

144.664. Que, a entender del demandante, las partes tuvieron una interpretación clara y consistente de cómo se realizaba la recuperación de las inversiones adicionales, la

cual se daba desde el mes siguiente a la Puesta de Servicio, junto con la acreditación y la facturación. Sin embargo, exponen que, en la realidad, la acreditación tomaba más tiempo, pues, se esperaba a la acreditación para realizar el primer descuento, pero éste incluía todas las cuotas devengadas desde la Puesta en Servicio, reconociendo el derecho de **TDP** a recuperar sus inversiones desde el mes siguiente a la Puesta en Servicio.

- 144.665. Que, entre el 2014 y el 2023, las partes aplicaron el procedimiento de recuperación de Inversiones Adicionales tal y como ha sido descrito en el numeral anterior. Bajo la posición de **TDP**, ello se hizo en favor de **PETROPERÚ**, quien, debido a su demora, podría haber perdido su derecho a revisar técnicamente las inversiones. Sin embargo, eso no debía perjudicar el derecho de **TDP** de recuperar sus inversiones a los 30 días de la Puesta en Servicio, ya que llevaría al demandante a incurrir en mayores gastos financieros para poder realizar las inversiones señaladas.
- 144.666. Que, a pesar de ello, hacia el último semestre de 2023, **TDP** señala que **PETROPERÚ** modificó unilateralmente el modo en el que las partes liquidaban los pagos mensuales y, por ende, el modo en el que se descontaba la recuperación de las inversiones adicionales. Así, el 27 de febrero de 2024, el demandado manifestó de modo expreso el cambio en la forma de recupero de las inversiones adicionales a las que **TDP** tenía derecho y, por lo tanto, hizo transparente su incumplimiento.
- 144.667. Que, para el demandante, surge una crisis de certeza, pues **PETROPERÚ** sostiene que la recuperación comienza con la acreditación, mientras que **TDP** sostiene que comienza a los 30 días de la Puesta en Servicio.
- 144.668. Que, a entender de **TDP**, la cláusula 4.2.3 de los Contratos dispone con claridad que la recuperación, sucede desde el mes siguiente de la puesta en servicio. En ese sentido, también precisa que, en el Pliego de Preguntas, un postor preguntó si se pagarían intereses en caso de que la recuperación se retrasara, a lo cual **PETROPERÚ** reafirmó que la recuperación siempre se daría a los 30 días de la Puesta en Servicio.
- 144.669. Que, a partir de ello, **TDP** precisa que la interpretación de **PETROPERÚ** es incorrecta, puesto que el demandado no ha articulado debidamente cómo su lectura de los documentos contractuales lleva a que la recuperación esté supeditada a la acreditación. Ello, pues, el demandado indica que la cláusula tercera establece que dentro de los 30 días de efectuada la Puesta en Servicio, el Operador debe emitir las facturas por el monto “acreditado”, por lo cual sólo correspondería facturar una vez que los proyectos de inversiones adicionales se encuentren acreditados.

- 144.670. Que, sin embargo, **TDP** indica que dicha cláusula evidencia que el demandante tiene el derecho a facturar a los 30 días de la Puesta en Servicio, lo que implica que tenga el derecho a recuperar el capital en ese mismo plazo. Es decir, no podría facturar si ese derecho no existiera y fuera exigible.
- 144.671. Que, en adición, **PETROPERÚ** ha hecho referencia a la cláusula quinta del Acta, sin embargo, **TDP** considera que no tiene vinculación alguna con el momento en el que, contractualmente, **TDP** puede recuperar su inversión. Ello, pues, el acuerdo está vinculado con la depreciación contable de **PETROPERÚ**, no tiene implicancia alguna y mucho menos justifica el incumplimiento contractual en el que **PETROPERÚ** se encuentra.

Posición del demandado

- 144.672. Que, a entender de **PETROPERÚ**, el Procedimiento regula (i) el qué (debe incluir), (ii) quién y cuándo (debe presentarlo) del Expediente de Acreditación, (iii) luego, a partir de la presentación del Expediente de Acreditación, el plazo con el que cuenta el Contratante para aprobar o formular observaciones y, (iv) finalmente, superadas ambas etapas, el mecanismo de recuperación.
- 144.673. Que, al respecto, en el año 2018, las partes decidieron modificar el Procedimiento en lo relativo a las reglas de acreditación de las Inversiones Adicionales. Así, el 9 de agosto de 2018 las partes suscribieron la Adenda al Procedimiento, a través de la cual modificaron el numeral 4.3 del Procedimiento.
- 144.674. Que, mediante esa modificación, las partes establecieron que ahora habría dos Expedientes de Acreditación por proyecto: el Expediente de Acreditación I y el II. Cada uno contendría diferente información, pero se debe presentar en el mismo plazo estipulado en la versión original del Procedimiento.
- 144.675. Que, la tesis de **TDP** se basa en que la recuperación de las inversiones adicionales debe comenzar a los 30 días de la Puesta en Servicio, independientemente de cuándo ocurra la acreditación. En automático, por el solo transcurso del tiempo. Asimismo, también indica que, en muchos casos, “esperaba” la acreditación, esperaba al demandado y, una vez que acreditaba, realizaba el primer descuento, pero éste incluía todas las cuotas devengadas desde la Puesta en Servicio, reconociendo el derecho de Terminales del Perú a recuperar sus inversiones desde el mes siguiente a la Puesta en Servicio.

- 144.676. Que, primero, para **PETROPERÚ** es falso que **TDP** tenga el derecho a recuperar el capital invertido, el día que una Inversión Adicional se pone en servicio. Ello, pues, la cláusula 4.2.3 de los Contratos, inicia la regla de recupero de Inversiones Adicionales con las palabras “previa acreditación...”; es decir, antes del inicio del recupero debe haber ocurrido, necesariamente, la acreditación.
- 144.677. Que, segundo, para **PETROPERÚ** es falso que, desde la Puesta en Servicio, **PETROPERÚ** tiene 30 días para acreditar la Inversión Adicional. Ello, pues, la cláusula 4.2.3 de los Contratos no especifica qué se entiende por “acreditación” y cómo ocurre ésta, pero sí queda claro que ella es un paso previo al inicio del recupero. En ese sentido, el demandado sostiene que, el verbo acreditar significa “probar la certeza de algo”, sus sinónimos son demostrar, probar, autenticar, entre otros.
- 144.678. Que, en realidad, el proceso de acreditación consiste en 15 días para evaluar el Expediente de Acreditación I, plazo que puede suspenderse cuando **PETROPERÚ** formula observaciones y reanuda su cómputo cuando dichas observaciones son levantadas por el demandado. Luego de ello, **TDP** debe presentar el Expediente de Acreditación II, para la evaluación de este Expediente, donde **PETROPERÚ** cuenta con 30 días. De esa forma, el demandado considera que es falso que **PETROPERÚ** tenga 30 días desde la «Puesta en Servicio» para acreditar la Inversión Adicional.
- 144.679. Que, tercero, **TDP** indica que, al cabo de esos 30 días (desde la Puesta en Servicio), el derecho de **TDP** a recuperar el capital se hace «eficaz». Al respecto, **PETROPERÚ** considera que, la mención a la «Puesta en Servicio» en la cláusula 4.2.3 es tan sólo para fijar un límite mínimo al inicio del recupero, es decir, únicamente se recupera la inversión una vez que ésta se encuentre operativa.
- 144.680. Que, **PETROPERÚ** señala que, así **TDP** sea el Operador más eficiente y logre la acreditación dentro del mes en el que sucedió la Puesta en Servicio (algo que, precisa, nunca sucedió), el recupero no podrá iniciar en ese mes, sino siempre, por lo menos, en el mes siguiente.
- 144.681. Que, cuarto, la aseveración de **TDP** sobre, que todo el periodo comprendido entre el día en el que el derecho de **TDP** a recuperar el capital se hace “eficaz” (30 días después de la Puesta en Servicio) y la acreditación de la inversión por **PETROPERÚ** constituye una demora de **PETROPERÚ** en acreditar la inversión adicional, es falsa. El demandado lo considera así debido a que, para que dicha afirmación sea verdadera tal cual ha sido planteada, durante el periodo comprendido entre los 30 días posteriores a la Puesta en Servicio y el fin de la etapa

de acreditación no debería haber ningún acto que sea responsabilidad de **TDP**. Todo debería estar en manos de **PETROPERÚ**.

- 144.682. Que, no es verdad la aseveración de **TDP** debido a que, si se cuenta 30 días desde la “Puesta en Servicio” (bajo el entendimiento del demandante), a dicha fecha, es decir, al día 30 posterior a la Puesta en Servicio, **TDP** ni siquiera había presentado el Expediente de Acreditación I. Siendo ello así, es insostenible que una demora sea atribuible a **PETROPERÚ**. Toda demora, a entender de **PETROPERÚ**, es atribuible a **TDP**.
- 144.683. Que, quinto, **TDP**, pese a poder haber ejercido una “aprobación tácita” de la inversión adicional, permitió que **PETROPERÚ** emita observaciones incluso pasados los 30 días, pero eso no debe perjudicar su derecho a recuperar sus inversiones a los 30 días de la Puesta en Servicio. Así, el Operador no tiene derecho alguno a recuperar sus inversiones a los 30 días de la Puesta en Servicio, como si existiera una obligación sujeta a plazo suspensivo, por las razones que se han explicado previamente.
- 144.684. Que, finalmente, **PETROPERÚ** comenta que **TDP** busca que el Tribunal declare que tiene un derecho. Ese derecho debe derivar de alguna parte, de la ley o del contrato. Así, para que esa pretensión pueda ser declarada fundada por el Tribunal, **TD** tiene que haber sido capaz de probar que, de alguna norma vigente en el ordenamiento jurídico peruano o algún documento contractual vinculante, se deriva el derecho cuya declaración se pretende (al “Recupero Retroactivo”).

Posición del Árbitro

- 144.685. Que, la Tercera Pretensión Principal de la demanda versa en torno a declarar si **TDP** tiene o no el derecho a deducir en la liquidación siguiente a la acreditación de una inversión adicional, todas las cuotas devengadas desde la puesta en servicio hasta la emisión de la primera cuota por parte de **PETROPERÚ**.
- 144.686. En este caso, el Árbitro puede observar que **TDP** alega que le correspondería el recupero de la inversión adicional desde el momento de la puesta en servicio, razón por la cual correspondería analizar si existe en el contrato y sus anexos cláusula alguna que avale dicha teoría.
- 144.687. Que, se advierte que la posición desarrollada por **TDP** se orienta a que la finalidad de dicho pago desde la puesta en servicio es con la intención de celeridad que tienen las partes en cuanto al recupero de la inversión. Sin embargo, se puede apreciar que

PETROPERÚ señala que ello no podría ser así en tanto no tiene lógica que se empiece con el recupero antes de la acreditación, sobre todo porque no se encuentra expresado de esa manera en el contrato.

- 144.688. Que, en ese sentido, corresponde analizar lo que señala el contrato, el Procedimiento acordado por las partes en torno a las inversiones adicionales, así como la Adenda que modifica dicho procedimiento y el documento referido al procedimiento tributario, los cuales conforman las guías que se establecen para lo que concierne al recupero de las inversiones adicionales.
- 144.689. Que, siendo así, tenemos que los contratos establecen en la cláusula 4.2.3 lo siguiente en torno a las inversiones adicionales:

4.2.3. Previa acreditación, de acuerdo al Informe de la Inspección del Contratante, tanto del capital invertido por el Operador como del cumplimiento de los aspectos operativos, de las normas y requerimientos técnicos, de seguridad, ambientales y sociales del proyecto materia de la Inversión Adicional; y a partir del mes siguiente de su puesta en servicio, el Operador recuperará el capital invertido en Inversiones Adicionales, mediante un descuento en el monto que paga al Contratante cada mes calendario de acuerdo a lo establecido en el acápite 5.1.1. Este descuento será igual al cociente de dividir el monto invertido entre el menor de lo siguiente: i) número de meses faltantes para la terminación del Contrato; o ii) sesenta (60) meses.

En caso que el descuento mensual que aplique el Operador para la recuperación del capital invertido en Inversiones Adicionales supere el monto que paga al Contratante cada mes calendario; el importe que supere dicho monto será trasladado a los descuentos mensuales siguientes en el plazo que queda del Contrato, hasta completar la recuperación del capital invertido por el Operador.

- 144.690. Que, por otra parte, el Procedimiento para la ejecución de las inversiones comprometidas y adicionales de los contratos de operación para los terminales del Norte y Centro¹⁷⁰, es un documento remitido a efectos de que sea aplicado para la ejecución de las inversiones en mención:

¹⁷⁰ Ver Anexo C-013 de la demanda.

COSE-AA-973-2015

San Isidro, 25 de setiembre de 2015

Señor
Franklin Muñoz Junco
Gerente General
TERMINALES DEL PERÚ
Av. Néstor Gambeta N°1265
Callao

Asunto: Procedimiento para la Ejecución de Inversiones Comprometidas y Adicionales de los Contratos de Operación para los Terminales del Norte y Centro

Ref.: Carta TP-GGR-N°358/2015 del 18.09.2015

De nuestra consideración:

Remitimos para su correspondiente aplicación dos (02) originales debidamente suscritos del Procedimiento para la Ejecución de Inversiones Comprometidas y Adicionales de los Contratos de Operación para los Terminales del Norte y Centro.

- 144.691. Que, dicho documento establece las características por las cuales el Operador (demandante) y el contratante (demandado) deberán realizar las inversiones adicionales:

V. INVERSIONES ADICIONALES

4.1 Programa de Inversiones Adicionales

El Operador deberá llevar a cabo las Inversiones Adicionales contempladas en el Anexo 3 del Contrato de Operación. El Contratante alcanzará los informes de las Auditorías Técnicas, Legales y Ambientales, con las observaciones realizadas por los entes fiscalizadores en materia técnica, de seguridad y medio ambiente así como los compromisos adquiridos previamente, dichos compromisos no generarán responsabilidad nueva al Operador. Con el resultado de estos informes el Operador, en conjunto con el Contratante, reevaluarán los plazos de las Inversiones para cumplimiento de la normatividad vigente y de ser necesario se realizarán las actualizaciones del cronograma, con la aprobación de Osinergmin y otras autoridades competentes, que permita levantar las observaciones, con plazos de cumplimiento adecuados, sin poner en riesgo la seguridad de la planta ni el abastecimiento de su área de influencia.

El Contratante devolverá al Operador los costos de remediación ambiental y la disposición de residuos contaminados, en tanto sean atribuibles a El Contratante, que sean requeridos para el cumplimiento de los objetivos de los Proyectos de Inversión Adicional.

El Operador es responsable del diseño, ejecución, puesta en marcha y correcto funcionamiento de la inversión adicional, así como de la obtención de las licencias y autorizaciones requeridas de acuerdo a las normas legales vigentes.

En el mes de noviembre de cada año el Operador presentará la actualización del Programa de Inversiones Adicionales para los próximos 3 años la cual deberá ser elaborada considerando los

CCP

M

- 144.692. Que, por otra parte, el citado documento contenía, además, el numeral 4.3 que desarrollaba el procedimiento de acreditación de las inversiones adicionales, a efectos de que **TDP** pudiera recuperar el monto invertido, sin embargo, se puede

apreciar que ese numeral fue modificado mediante la «Adenda al Procedimiento para la ejecución de Inversiones Comprometidas y Adicionales de los Contratos de Operación para los Terminales del Norte y Centro», estableciéndose así una nueva modalidad de acreditación, la misma que está comprendida por la Acreditación I y la Acreditación II:

A partir de la entrega del "Expediente de Acreditación I" el Contratante dispondrá de un plazo máximo de quince (15) días para dar su conformidad a la Liquidación Económica del proyecto materia de la Inversión Adicional o presentar sus observaciones, las cuales deberán incluir el valor de la Liquidación Económica no observado. Transcurrido dicho plazo, sin que el Contratante haya comunicado su conformidad u observaciones, se dará por aprobado el "Expediente de Acreditación I". Cualquiera sea el caso anterior, el Operador estará facultado a emitir la factura por el 85% del valor de la Liquidación Económica aprobada o no observada. Las eventuales observaciones podrán ser levantadas durante el proceso de aprobación del "Expediente de Acreditación II". Una vez formuladas las observaciones no se podrán presentar nuevas observaciones.

El Operador recuperará el capital invertido acreditado según el párrafo anterior, en cada proyecto de Inversión Adicional, de acuerdo a lo estipulado en el acápite 4.2.3 del Contrato de Operación y al Acta de Acuerdo para el Tratamiento Tributario y Contable vigente.

A partir de la entrega del "Expediente de Acreditación II" el Contratante dispondrá de un plazo máximo de treinta (30) días para dar conformidad a la ejecución del proyecto materia de la Inversión Adicional. Transcurrido dicho plazo, sin que el Contratante haya comunicado su aprobación, se dará por aprobada.

En caso de existir observaciones, se detendrá el conteo del plazo indicado en el párrafo anterior y se reiniciará al momento de realizada la entrega del levantamiento de observaciones correspondiente. Una vez formuladas las observaciones no se podrán presentar nuevas observaciones.

El Operador recuperará el saldo del capital invertido en cada proyecto de Inversión Adicional, aprobado con el "Expediente de Acreditación II" de acuerdo a lo estipulado en el acápite 4.2.3 del Contrato de Operación y al Acta de Acuerdo para el Tratamiento Tributario y Contable vigente."

- 144.693. Que, el Árbitro considera importante tener en cuenta qué documentación es la que contiene cada *file* de acreditación, a efectos de poder entender en qué momento se procede con la puesta en servicio. Siendo así, se podrá observar que la puesta en servicio se encuentra dentro de las acciones que deben realizarse y presentarse en la Acreditación I:

"Contenido del Expediente de Acreditación I

- ✓ *Memoria Descriptiva*
- ✓ *Liquidación Económica incluyendo todos los gastos relacionados con la inversión y copia de los documentos que los sustentan*
- ✓ *Acta de Puesta en Servicio (suscrita por el Inspector)*

Contenido del Expediente de Acreditación II

- ✓ *Saldo de la Liquidación Económica incluyendo todos los gastos relacionados con la inversión y copia de los documentos que los sustentan*
- ✓ *Planos Post-Construcción en original y copia firmada por los ingenieros responsables, así como copia de los planos en AUTOCAD.*
- ✓ *Expedientes de Ingeniería y Estudios realizados aprobados.*
- ✓ *Acta de recepción de obras.*
- ✓ *Ficha técnica de equipos principales.*
- ✓ *Protocolos de pruebas realizadas.*
- ✓ *Manual de Operación.*
- ✓ *Certificados de Calidad y características técnicas de los principales materiales, emitidos por los fabricantes.*
- ✓ *Copia de las licencias y autorizaciones requeridas de construcción, instalación y operación."*

144.694. Que, de lo desarrollado, se puede observar que el contrato establece, en su cláusula 4.2.3, que previa acreditación y a partir del mes siguiente a la puesta en servicio, el Operador recuperará el capital invertido, de la manera en la que se establece en dicha cláusula. El contrato es claro al señalar el momento exacto en que inicia la recuperación de la inversión.

144.695. Que, se puede observar, mediante la Carta n.º TP-ADM-175-2023, de fecha 22 de septiembre de 2023¹⁷¹ por **TDP** que hace mención a un supuesto error por parte de **PETROPERÚ** que estaría provocando un incumplimiento de la cláusula 4.2.3, sin embargo, nuevamente se puede observar que **TDP** no cita de manera completa dicha cláusula:

Sin perjuicio de lo anterior, hemos detectado que existe un desfase en el cobro de las cuotas, por lo que no se está cumpliendo con la cláusula 4.2.3 de los Contratos de Operación para los Terminales del Norte y Centro que establece que "... a partir **del mes siguiente de su puesta en servicio**, el Operador recuperará el capital invertido en Inversiones Adicionales, mediante un descuento en el monto que se paga al Contratante cada mes calendario de acuerdo a lo establecido en el acápite 5.1.1..."

Debido a un error en la formulación del cuadro donde se calculan las cuotas a reembolsar, el descuento no se está realizando desde el mes siguiente sino desde el subsiguiente. El desfase identificado será corregido en la liquidación que realicemos conjuntamente en el mes de octubre próximo.

¹⁷¹ Ver Anexo C-212 del demandante.

144.696. Que, por su parte, **PETROPERÚ** mediante la Carta n.º GDIS-0313-2024 de fecha 27 de febrero de 2024, señala a **TDP** que el pago, conforme a lo señalado en el contrato y el procedimiento, establece que corresponde desde la acreditación, mas no desde la puesta en servicio, conforme se puede observar a continuación:

(4) Por lo descrito indicamos que es incorrecta vuestra interpretación que, una vez aprobada la acreditación, las cuotas mensuales del recupero de inversión deben pagarse retroactivamente desde el mes siguiente de la "Puesta en Servicio". Puesto que de ser así esta interpretación generaría el efecto opuesto al anhelado por las partes: TP no tendría ningún incentivo para agilizar la aprobación del Expediente de Acreditación, pues recuperará todas las cuotas mensuales devengadas en un solo acto.

² En adelante TP

Av. Enrique Canaval Moreyra 150, Lima 27 - Perú
Central telefónica: (511) 614-5000
Portal empresarial: www.petroperu.com.pe



/Petroperu



/petroperu_sa



/canalpetroperu



/petroperu

Por lo tanto, según el detalle descrito y en cumplimiento de todas las disposiciones contractuales, indicamos que el inicio del recupero de las Inversiones Adicionales se producirá a partir de la aprobación del expediente de acreditación y en lo sucesivo, es decir, que el recupero se deberá distribuir en 60 cuotas mensuales sin reconocimiento de retroactividad en la primera cuota hasta la fecha de la puesta en servicio.

Por último, manifestamos que estamos realizando los cálculos respectivos sobre los proyectos acreditados a la fecha y en los cuales se han realizado los descuentos considerando que la primera cuota sea retroactiva hasta la fecha del acta de puesta en Servicio.

144.697. Que, por otra parte, el Árbitro considera necesario tener en cuenta lo que señala el Acta de Acuerdo para el Tratamiento Tributario y Contable del pago de las Inversiones Adicionales de los Terminales del Norte y del Centro¹⁷², el mismo que considera la puesta en servicio como la fecha de finalización de un conjunto de actividades destinadas a verificar la correcta instalación y funcionamiento del proyecto. Ello se condice con lo señalado en la cláusula tercera de dicha Acta, que hace mención a la posibilidad del Operador de emitir la factura por el monto total acreditado, conforme se puede ver a continuación:

¹⁷² Ver Anexo C-015 del demandante.

Puesta en Servicio: Fecha de finalización de las actividades destinadas a verificar la correcta instalación y funcionamiento del proyecto materia de la inversión, consignada en el Acta de Recepción de Obra.

CLÁUSULA TERCERA: De la Facturación

Dentro de los 30 días posteriores al momento de la Puesta en Servicio de alguna de las Inversiones Adicionales del Programa de Inversiones Adicionales, EL OPERADOR emitirá facturas por el monto total acreditado por EL CONTRATANTE, incluido el Impuesto General a las Ventas (IGV).

- 144.698. Que, lo señalado en el considerando anterior, se condice con lo señalado en la cláusula cuarta, la misma que hace mención a la recuperación del monto invertido aprobado:

CLAUSULA CUARTA: Recuperación del Monto Invertido en Inversiones Adicionales

(1) EL OPERADOR descontará mensualmente de las facturas emitidas, el monto total aprobado correspondiente a las Inversiones Adicionales sin IGV. Conforme a la Cláusula 4.2.3 de los Contratos de Operación dichos descuentos serán el resultado de dividir el monto acreditado de la Inversión Adicional entre 60 meses o el número de meses que falten para la terminación del Contrato de Operación respectivo, el que resulte menor.

- 144.699. Que, el Árbitro advierte que la pretensión formulada por la demandante solicita que se declare su derecho a cuotas devengadas desde la puesta en servicio, a pesar de que el desarrollo realizado por esta indica al mes de la puesta en servicio, ello no condice con el pedido formulado en la tercera pretensión.
- 144.700. Que, por otra parte, se ha podido apreciar que el contrato y sus anexos, en todo momento refieren a la previa acreditación a efectos de habilitar la recuperación de la inversión por parte de la demandante, siendo así, no es posible, aplicado lo establecido en el contrato que, establezca que el derecho de **TDP** sea el cobro de cuotas devengadas desde el simple momento de la puesta en servicio, ignorando de esa manera el procedimiento establecido en el contrato y sus anexos.
- 144.701. Que, por lo señalado, el Árbitro considera que correspondería declarar **IMPROCEDENTE** la tercera pretensión principal; y, en consecuencia, no le correspondería a **TDP** deducir cuotas devengadas desde la simple puesta en servicio hasta el momento de emisión de la primera cuota.

DETERMINAR SI CORRESPONDE O NO, COMO CONSECUENCIA DE LO ANTERIOR, ORDENAR A PETROPERÚ REEMBOLSAR EL MONTO DE USD 1'549,319.00 (UN MILLÓN QUINIENTOS CUARENTA Y NUEVE MIL TRESCIENTOS DIECINUEVE CON 00/100 DÓLARES), MÁS INTERESES DE SER EL CASO, EQUIVALENTE A LA TOTALIDAD DE LAS CUOTAS DEVENGADAS DESDE LA PUESTA EN SERVICIO HASTA LA ACREDITACIÓN DE UNA INVERSIÓN ADICIONAL, RESPECTIVAMENTE, QUE NO FUERON DEDUCIDAS EN LA PRIMERA LIQUIDACIÓN PESE A ESTAR YA ACREDITADOS, YA SEA MEDIANTE DESCUENTO O PAGO DIRECTO, A DECISIÓN DE TERMINALES DEL PERÚ.

Posición del demandante

- 144.702. Que, a entender de **TDP**, desde setiembre de 2023, **PETROPERÚ** decidió apartarse de las reglas contractuales sobre la recuperación de las inversiones adicionales y su método de reembolso. **PETROPERÚ** se niega a incluir en las liquidaciones los descuentos a los que **TDP** tiene derecho, por lo que, el demandante señala que, debido a dicha arbitrariedad, ha recurrido al presente arbitraje para solicitar que se ordene a **PETROPERÚ** que reembolse todo aquello a lo que se ha negado en los últimos 15 meses.
- 144.703. Que, entre setiembre de 2023 y diciembre de 2024, **TDP** no ha recibido USD 1'549,319.00 que debería haber recuperado por las inversiones adicionales que **PETROPERÚ** ya ha recibido. De ahí que, **TDP** sostiene que, si **PETROPERÚ** no hubiera incumplido el Contrato, el Procedimiento y el Acta, en cuanto a la forma de la liquidación, el demandante hubiera pagado USD 1'549,319.00 menos a **PETROPERÚ**.
- 144.704. Que, a los 30 días de que **TDP** realiza la Puesta en Servicio de una Inversión Adicional, se vuelve acreedor de **PETROPERÚ**, por el equivalente a 1/60 del monto invertido cada mes. Ese crédito es cobrado a través de un descuento al pago mensual que **TDP** hace a favor de **PETROPERÚ**; es decir, el crédito de **TDP** se compensa con el crédito de **PETROPERÚ**.
- 144.705. Que, ante ello, **TDP** menciona que, entonces, el encargado de hacer esa compensación es **PETROPERÚ**, pues, mes a mes emite una factura a **TDP** en base a las liquidaciones de barriles despachados por producto, que envía el demandante. Ello, multiplicado por la Tarifa **PETROPERÚ**, es lo que **TDP** debería pagar a favor del demandado. A ese monto, se le descuentan las cuotas de recuperación de inversiones adicionales que correspondan, sin límite alguno en cuanto a la cantidad.

- 144.706. Que, a partir de lo explicado, **PETROPERÚ** envía la factura y **TDP** tiene 5 días para pagarla. Si no lo hace oportunamente en dos ocasiones consecutivas o tres alternadas, **PETROPERÚ** tendría el derecho a resolver los Contratos. En ese sentido, **TDP** considera que **PETROPERÚ** tiene una fuerte herramienta para forzarlo a realizar pagos, aun cuando no esté de acuerdo con la liquidación. En abuso de esa situación, mantiene que **PETROPERÚ** ha frustrado el cobro del derecho de crédito de **TDP** por concepto de inversiones adicionales, lo que no ha permitido que **TDP** recupere sus inversiones.
- 144.707. Que, debido a dicha contingencia, **TDP** indica que se ha visto forzado a pagar esas facturas, a pesar de que estas no incluían el descuento que correspondía. Sin embargo, no podrían considerarse como una conformidad con la liquidación de **PETROPERÚ**, ya que fueron pagadas bajo protesto. Así, solicita al Tribunal Arbitral que ordene a **PETROPERÚ** el pago de esos montos, por una de dos vías: (i) el descuento del monto total adeudado a través de las siguientes facturas, conforme a la cláusula 4.2.3 de los Contratos, o (ii) el pago directo.

Posición del demandado

- 144.708. Que, a entender de **PETROPERÚ**, la presente pretensión se basa en que **TDP** considera que tiene el derecho al Recupero Retroactivo y que, al **PETROPERÚ** haberse negado a continuar aplicando dicho criterio, ha generado que **TDP** no pueda cobrar, vía compensación al cierre de octubre de 2024, la suma que A&M calcula en USD 1'549,319.
- 144.709. Que, **PETROPERÚ** indica que es una empresa pública y, como tal, sus funcionarios deben actuar conforme a la ley y a los contratos, así como cautelar su patrimonio con especial cuidado por ser parte del erario. Así, si los funcionarios de **PETROPERÚ** advierten que existen procesos contractuales que están discurriendo fuera de los límites del Contrato o la ley, deben advertirlo y corregir esta situación a la brevedad.
- 144.710. Que, en ese sentido, lejos de lo que **TDP** ha sustentado en su demanda, el monto que resulta del Cálculo A&M no está conformado solo por proyectos respecto de los cuales **PETROPERÚ** se negó a aplicar el Recupero Retroactivo. También está conformado por Proyectos de Adecuación Norte: Proyecto de Adecuación Tanque 19 (Eten), Proyecto de Adecuación Tanque 01 (Chimbote) y Proyecto de Adecuación Tanque 18 (Supe), los cuales A&M denomina como “las 3 Inversiones Adicionales con Discrepancias” en su Informe Económico.

144.711. Que, respecto de esos proyectos, las partes no tuvieron una diferencia sobre la aplicación del Recupero Retroactivo, ya que la diferencia entre las partes yace en qué fecha se debe considerar como la “Puesta en Servicio” para efectos del cómputo de la retroactividad. Sin embargo, pese a lo explicado, TDP no ha sustentado por qué **PETROPERÚ** debería pagarle una suma de dinero por supuesto indebido recupero del capital invertido en esos 3 proyectos.

Posición del Árbitro

144.712. Que, de la Cuarta Pretensión Principal de la demanda se puede advertir, que, a pesar de haber sido señalada como una pretensión principal, esta inicia su redacción con la expresión «como consecuencia de lo anterior», ello le otorga la calidad de una pretensión accesoria, por lo que correría la suerte de la principal.

144.713. Que, en ese sentido, y teniendo en cuenta que el Árbitro declaró improcedente la Tercera Pretensión Principal, y por lo tanto la demandante no tiene derecho a deducir cuotas devengadas desde la simple puesta en servicio. Como consecuencia, tampoco le corresponde que se le otorgue el monto de US\$ 1'549,319.00 por el concepto de cuotas devengadas desde la puesta en servicio.

DETERMINAR SI CORRESPONDE O NO, COMO CONSECUENCIA DE LO ANTERIOR, ORDENAR A PETROPERÚ EL PAGO DE USD 64,076.00 (SESENTA Y CUATRO MIL SETENTA Y SEIS CON 00/100 DÓLARES) POR LA FALTA DE REEMBOLSO OPORTUNO DE LAS INVERSIONES ADICIONALES.

Posición del demandante

144.714. Que, la falta de pago de las cuotas de recuperación de las inversiones adicionales representa un incumplimiento, el cual, según **TDP**, le ha generado un daño donde no ha podido utilizar su capital, pues el demandado frustró su recuperación. Ante ello, **TDP** considera que para que una parte que incumple sus obligaciones con culpa indemnice a su contraparte, debe cumplir con cuatro requisitos: (i) la existencia de un daño, (ii) la presencia de un incumplimiento, (iii) la relación causal entre el daño y el incumplimiento, y (iv) la existencia de culpa.

144.715. Que, primero, **TDP** considera que el daño reclamado consiste en el valor en el tiempo de su dinero. A partir del informe de A&M, se ha calculado la tasa WAAC de empresas comparables a **TDP** cuya información financiera es de público acceso y se ha concluido que asciende a 12,34%. Luego, ha aplicado dicha tasa al diferencial

mensual entre lo efectivamente liquidado por **PETROPERÚ** y lo que debería haber liquidado, si no hubiera desatendido las reglas de recuperación.

- 144.716. Que, segundo, **TDP** señala que **PETROPERÚ** ha actuado en contra de los términos de los Contratos, pues ignoró la forma en la que se liquida la recuperación de las Inversiones Adicionales. Esto es un incumplimiento de la cláusula 4.2.3 de los Contratos en dos sentidos: (i) no ha pagado por la recuperación de las inversiones adicionales y (ii) ha incumplido las disposiciones de liquidación para efectivizar dicho pago.
- 144.717. Que, tercero, **TDP** expresa que este incumplimiento le ha generado un daño de forma inmediata y directa, pues, si **PETROPERÚ** hubiera satisfecho el crédito de **TDP** oportunamente, al aplicar correctamente el mecanismo de recuperación de las inversiones adicionales, el daño no habría sucedido, pues **TDP** habría contado con su capital en el momento oportuno pactado.
- 144.718. Que, cuarto, **TDP** mantiene que **PETROPERÚ** incumplió los contratos con dolo, o cuando menos, con culpa; por lo que es responsable de todos los daños sufridos por el demandante. Cita el artículo 1318 del Código Civil, donde indica que **PETROPERÚ** deliberadamente cambió la interpretación de la forma de recuperación de las Inversiones Adicionales que sostuvo pacíficamente por más de ocho años, sin justificación alguna. Ante ello, asume que la única explicación estaría en la necesidad de liquidez de **PETROPERÚ**.
- 144.719. Que, ligado a lo anterior, en caso de que el Tribunal no considere que **PETROPERÚ** actuó con dolo, considera que se debe concluir que el demandado actuó por culpa inexcusable. **TDP** indica que, bajo el artículo 1319 del Código Civil, **PETROPERÚ** tuvo un proceder negligente, ya que, no procedió de acuerdo con las reglas del Contrato por casi 9 años.
- 144.720. Que, en caso de que se considere que **PETROPERÚ** no actuó con dolo ni culpa inexcusable, **TDP** sostiene que, bajo el artículo 1320, el demandado actuó con culpa leve. Ello, pues, no considera que haya escenario en el que **PETROPERÚ** hubiera dejado de pagar el reembolso de las inversiones adicionales, en base a una interpretación con diligencia ordinaria de los Contratos.

Posición del demandado

- 144.721. Que, en caso de que el Tribunal decida conceder un valor monetario a **TDP** por concepto de la Cuarta Pretensión Principal, debe tomar en cuenta que en ningún escenario este equivaldría a la tasa WACC que calcula A&M de 12.34%.
- 144.722. Que, ante ello, **PETROPERÚ** indica que **TDP** pretende aplicar una consecuencia no pactada, ya que la norma civil peruana, artículo 1324, es muy clara al señalar que el incumplimiento de las obligaciones de dar suma de dinero, como sería la del recupero de Inversiones Adicionales, cuyo pago ocurre vía compensación, devenga la tasa de interés legal fijada por el Banco Central de Reserva.
- 144.723. Que, a entender de **PETROPERÚ**, la tasa ronda entre el 4% y el 2.4% en los últimos 2 años, por lo que, presenta el informe de FTI, a fin de que se efectúe el cálculo respectivo bajo el escenario negado en el que el Tribunal declara fundada la Tercera y Cuarta Pretensión Principal.

Posición del Árbitro

- 144.724. Que, de la Quinta Pretensión Principal de la demanda se puede advertir que, a pesar de haber sido señalada como una pretensión principal, esta inicia su redacción con la expresión «como consecuencia de lo anterior», ello le otorga la calidad de una pretensión accesoria, por lo que correría la suerte de la principal.
- 144.725. Que, en ese sentido, y teniendo en cuenta que el Árbitro declaró improcedente la Tercera Pretensión Principal, y por lo tanto la demandante no tiene derecho a deducir cuotas devengadas desde la simple puesta en servicio. Como consecuencia de ello, tampoco le corresponde que se le otorgue el monto de US\$ 64,076.00 en razón de la falta de pago oportuno de las inversiones adicionales.

DETERMINAR SI CORRESPONDE O NO, DAR POR ACREDITADAS LAS INVERSIONES REALIZADAS POR TERMINALES DEL PERÚ EN LOS PROYECTOS DE INVERSIÓN ADICIONAL “CONSTRUCCIÓN DE TANQUES DE ALMACENAMIENTO NORTE – TERMINALES SUPE, SALAVERRY Y ETEN – 330KBls” DE CÓDIGOS DE PROYECTO 2A8001, 4A8001, 4A8002, 5A8001 Y 5A8002.

Posición del demandante

- 144.726. Que, **TDP** invirtió en los Proyectos de Ampliación Norte, con el propósito de ampliar la capacidad de almacenamiento de los Terminales del Norte. Al principio

era un interés conjunto. Sin embargo, de pronto, **PETROPERÚ** dejó de tener interés en este proyecto y, después de años de retraso, lo suspendió.

- 144.727. Que, en ese sentido, **TDP** considera que puede acreditar inversiones, pese a que no estén concluidas. Ante ello, sostiene que, si bien la acreditación se realiza una vez se haya puesto en servicio la inversión, de acuerdo al Procedimiento, se determinaron 4 supuestos en los que se podría recuperar el capital invertido por **TDP** «independientemente del estado de avance del proyecto»: (i) la suspensión del desarrollo del proyecto, (ii) el retraso de más de 6 meses, (iii) la postergación por más de 6 meses y (iv) la falta de culminación dentro del plazo del Contrato del Norte por causas no imputables al Operador.
- 144.728. Que, en ese sentido, **TDP** señala que **PETROPERÚ** estuvo de acuerdo con que se realice el Proyecto de Ampliación Norte, el cual contemplaba la construcción de cinco tanques, los que debían realizarse entre el 2015 y el 2017: uno en el Terminal Supe, dos en el Terminal Salaverry y dos en el Terminal Eten.
- 144.729. Que, frente a ello, los proyectos iniciaron su ejecución mediante la suscripción del Contrato Felguera, en junio de 2016. Sin embargo, bajo la postura de **TDP**, debido al subóptimo desempeño de Felguera, el contrato se resolvió de mutuo acuerdo entre **TDP** y Felguera mediante la celebración de una Transacción Extrajudicial. Todo ello, informado a **PETROPERÚ**.
- 144.730. Que, ante la terminación del Contrato Felguera, **TDP** señala que solicitó la realización de una nueva licitación; sin embargo, nunca sucedió, debido a que **PETROPERÚ** no dio su conformidad con ninguna de las propuestas presentadas por el demandante de posibles subcontratistas. Así, en el 2019, **PETROPERÚ** reconsideró la necesidad de ampliar la capacidad de los Terminales del Norte, contemplando la opción de solo construir tres tanques en vez de cinco.
- 144.731. Que, a entender de **TDP**, la reconsideración de **PETROPERÚ** suponía la eliminación del proyecto en Supe, así como, en marzo de 2020, **PETROPERÚ** ordenó que se suspendiera el proyecto en Salaverry. Al respecto, **TDP** indica que los Proyectos de Ampliaciones Norte fueron postergados por años, hasta que finalmente **PETROPERÚ** consolidó su suspensión. Que, en realidad, **TDP** sostiene haber sido paciente y colaborativo para poder concretar el beneficio planeado; sin embargo, en el 2020, 6 años después de que fue suspendido, decidió que era momento de ejercer sus derechos y dar por acreditada la inversión.
- 144.732. Que, en primer lugar, **TDP** precisa que los Proyectos de Ampliación Norte se encuentran suspendidos desde el 14 de diciembre de 2017, fecha en la cual **TDP**

comunicó a **PETROPERÚ** mediante Carta TP-PRY N° 155/2017 la terminación del Contrato Felguera con el fin de iniciar el proceso de licitación en búsqueda de un nuevo subcontratista.

- 144.733. Que, hasta el 2019 insistió en continuar con la ejecución de los Proyectos y no exigió la acreditación a pesar de tener derecho a ello. Sin embargo, para 2020, le quedó claro que los proyectos estaban suspendidos indeterminadamente; por lo que, el 3 de abril de 2020, remitió el Expediente de Acreditación actualizado con la liquidación económica del avance de los Proyectos, con el fin de solicitar el recupero del capital.
- 144.734. Que, en segundo lugar, **TDP** precisa que los Proyectos mantienen un atraso de más de 6 meses, pues, desde el 2017, no se ha realizado ni una sola actividad en estos proyectos, los que debieron ser culminados en dicho año. Así, entre el 17 de diciembre de 2017, cuando se resolvió el contrato Felguera, y el 3 de abril del 2020, cuando **TDP** solicitó la acreditación, transcurrieron 27 meses y 17 días. El plazo de demora ha sido excedido largamente, el cual **TDP** no considera que le es atribuible, ya que, procuró que el proyecto salga adelante.
- 144.735. Que, en tercer lugar, **TDP** señala que los Proyectos inicialmente debieron realizarse entre 2015 y 2017. En el 2016 se realizaron los actos materiales para que dicho proyecto se realizara; sin embargo, este se detuvo en diciembre de 2017, lo cual ha generado una postergación de más de 27 meses.

Posición del demandado

- 144.736. Que, en primer lugar, **PETROPERÚ** no niega la posibilidad de que se acrediten proyectos con un nivel de avance parcial, pues el Procedimiento expresamente lo permite; sin embargo, tal como lo menciona **TDP**, se trata de una excepción y, como tal, su aplicación opera en el supuesto expresamente regulado: (i) que la paralización o suspensión recaiga sobre el Proyecto y (ii) que no haya sido provocada o sea imputable a **TDP**.
- 144.737. Que, al respecto, **PETROPERÚ** indica que el proyecto no se suspendió, postergó ni retrasó, siempre estuvo activo. Ello, pues, el «proyecto» es una unidad, la cual consiste en el conjunto o una serie de elementos, los cuales en este caso serían 5 etapas: (i) Desarrollo de la Ingeniería Conceptual, (ii) Desarrollo del FEED y Estudios, (iii) Desarrollo de la Ingeniería de Detalle, (iv) Procura y Construcción y (v) Acreditación.

- 144.738. Que, en ese sentido, para referirse al proyecto en su unidad, debe atenderse a la ejecución de las 5 etapas de toda Inversión Adicional; sin embargo, lo que plantea **TDP** es que la “paralización” material de la construcción de los tanques, producto de la resolución del contrato con Felguera es sinónimo de la “suspensión” del proyecto. Es decir, para **TDP**, el proyecto se reduce al contrato que tiene con sus contratistas y, si este se suspende por alguna razón, entonces, el proyecto también se suspende.
- 144.739. Que, luego de la resolución, **TDP** propuso contratar a FIMA como la nueva empresa que se encargaría de culminar el Proyecto de Ampliación Norte, tal como consta en la Carta TP-PRY-076-2018 del 21 de junio de 2018. **PETROPERÚ** indica que manifestó su conformidad para que se otorgue la buena pro a FIMA y se continúe con la construcción de los 5 tanques en los Terminales del Norte, lo cual consta en la Carta GCT-265-2018 del 26 de junio de 2018, es decir, solo 5 días después de la propuesta de **TDP**.
- 144.740. Que, mediante Carta TP-PRY-083-2018 del 3 de julio de 2018, **TDP** presentó un nuevo recálculo de los tanques necesarios para el período 2018-2020. Si bien la cantidad de tanques que propuso construir **TDP** en esa carta era insuficiente, **TDP** incluyó en ella los tanques de capacidad de 30 MB que originalmente había propuesto en los terminales Eten y Salaverry. Así, para **TDP** bastaba construir 2 tanques, pues con ello cumplía su obligación de aumento de capacidad dispuesta en la cláusula 4.2.4 de los Contratos.
- 144.741. Que, tiempo después, a entender de **PETROPERÚ**, **TDP** perdió el interés en seguir ejecutando el proyecto e intentó, a como dé lugar, su paralización, por ejemplo, al presentar su expediente de acreditación en diciembre de 2018. Ante ello, en varias oportunidades, **PETROPERÚ** dejó en claro que el proyecto de ninguna manera estaba suspendido y que, más bien, debía continuar con el mismo.
- 144.742. Que, en segundo lugar, en todo caso, **PETROPERÚ** considera que el proyecto se suspendió por culpa de **TDP**. Primero, porque la salida de Felguera sin responsabilidad ni cobro de penalidades e indemnización es un hecho imputable a **TDP**. Al respecto, **PETROPERÚ** señala que, era obligación de **TDP** hacer cumplir el contrato, ya que era único responsable por el diseño y ejecución de todas las inversiones adicionales, tal como lo indica el numeral 4.1 del Procedimiento. Sin embargo, en vez de ello, liberó a Felguera de toda responsabilidad y le condonó las deudas a su favor.
- 144.743. Que, esta falta de coerción hacia Felguera determinó no solo que Felguera se desvincule del proyecto, sino que se paralizen las obras.

- 144.744. Que, segundo, la reducción injustificada del Proyecto Ampliación Norte y el condicionamiento de la firma del nuevo contrato a la modificación del Procedimiento, es un hecho imputable a **PETROPERÚ**. Ello pues, al momento en que **TDP** señala que no es necesaria la construcción de los 5 tanques, sino solo 2 de los que originalmente se propuso: tanque de 30MB en el Terminal Eten y tanque de 30MB Terminal Salaverry, también indica que, si quería seguir con la construcción de los otros 3 tanques, tenía que negociar nuevas condiciones y términos.
- 144.745. Que, ante esa nueva condición, **PETROPERÚ** fue claro con señalar que el proyecto debía ejecutarse de acuerdo a la propuesta original, no siendo necesaria la firma de adenda alguna. Sin embargo, a entender del demandado, la intención de **TDP** era clara, que no firmaría con FIMA si no contaba con la adenda sobre inversiones complementarias.
- 144.746. Que, **PETROPERÚ** afirma que ya había manifestado su conformidad con la contratación de FIMA y, del mismo modo, precisó que la continuación del Proyecto de Ampliación seguiría con firma o no de una adenda.

Posición del Árbitro

- 144.747. Que, la Sexta Pretensión Principal de la demanda versa sobre el pedido de **TDP** para que el Tribunal Arbitral de por acreditadas las inversiones realizadas en los proyectos de inversión adicional «Construcción de tanques de almacenamiento norte – Terminales Supe, Salaverry y Eten – 330kbls».
- 144.748. Que, en ese sentido, el Árbitro considera que corresponde analizar lo que señala el contrato y sus anexos, en torno a las inversiones adicionales. Siendo así, se puede observar nuevamente que el numeral 4.2.1 señala que dichas inversiones deben estar relacionadas con la modernización, ampliación, adecuación a la normatividad vigente, así como otros requerimientos operativos o comerciales de los terminales:

4.2. Inversiones Adicionales

- 4.2.1. Las Inversiones Adicionales deberán estar directamente relacionadas con la modernización, ampliación, adecuación a la normatividad vigente u otros requerimientos operativos o comerciales de los Terminales.

- 144.749. Que, por su parte, el numeral 4.2.4 señala, además, que deberá construirse capacidad adicional bajo la siguiente característica:

SAZ
1008
1

Cuando el resultado matemático de multiplicar la demanda diaria calculada según el párrafo anterior por (24 días para el Norte y el Centro, 26 días para el Sur) Días requeridos para mantener el inventario de ley y el suministro marítimo, sea superior al 85% de la Capacidad Neta de Almacenaje existente, deberá construirse capacidad adicional. En este caso, las Partes deberán acordar los términos y condiciones para llevar a cabo las inversiones correspondientes para dicha capacidad adicional, incluyendo la forma de recuperación de dichas inversiones. La Capacidad de Almacenaje objeto de la

GMP
VPS
REVALOR

SABRE

- 144.750. Que, es importante recordar que forma parte del contrato el «Procedimiento para la Ejecución de Inversiones Comprometidas y Adicionales de los Contratos de Operación para los Terminales del Norte y Centro», el mismo que en el numeral 4.1 señala que el Operador es responsable del diseño, puesta en marcha y funcionamiento de la inversión adicional:

El Operador es responsable del diseño, ejecución, puesta en marcha y correcto funcionamiento de la inversión adicional, así como de la obtención de las licencias y autorizaciones requeridas de acuerdo a las normas legales vigentes.

- 144.751. Que, ello aunado a la responsabilidad que tenía el Operador, conforme lo señala el numeral 4.2, de la contratación de personal idóneo, así como la contratación de la ingeniería de todos los proyectos para el desarrollo de la inversión adicional:

En todas las modalidades de desarrollo, el Operador convocará a empresas de primer nivel, legalmente constituidas, con experiencia debidamente acreditada en el rubro materia del proyecto a ejecutarse.

Al mismo tiempo el Operador contratará los servicios requeridos para desarrollar los estudios de Ingeniería Conceptual de todos los proyectos que, conforme al Programa de Inversiones Adicionales, empiecen dentro de los siguientes 3 años.

Para el caso de proyectos de adecuación de tanques de almacenamiento al DS-017-2013-EM u otros proyectos cuyo presupuesto referencial no exceda los MUSD 500 (Quinientos mil dólares americanos), las obras podrán asignarse a contratistas designados por el Operador, utilizando los Precios Unitarios de Mantenimiento obtenidos mediante concurso validado por el Contratante. De no existir precios unitarios referenciales, éstos serán definidos entre el Operador y el Contratista, con la conformidad del Contratante o su Inspector.

En relación a la construcción de tanques de almacenamiento, se podrá contratar a empresas bajo la modalidad EPC; actualizando los precios unitarios adjudicados durante los contratos de operación anteriores u otros proyectos del Contratante, realizados mediante concursos de selección aprobados por El Contratante.

El Operador podrá proponer al Contratante la contratación de estudios o ingenierías para un grupo de proyectos sustentando la conveniencia técnica y/o económica de su contratación en conjunto, en lugar de contratarlos independientemente. Estos estudios y/o ingenierías se acreditarán con el primer proyecto que se ponga en servicio.



144.752. Que, se puede advertir que el Operador tenía la responsabilidad de asignar personal, pudiendo además proponer la contratación de estudios o ingenierías para un grupo de proyectos.

144.753. Que, asimismo como ya se ha mencionado, este procedimiento presentó una modificación en el numeral 4.3 mediante una adenda, dicho numeral estableció el procedimiento que debía seguir el demandante para la acreditación de una inversión, pero, además, también se hace mención a un escenario en particular, que es la suspensión de una inversión y que esta suspensión no sea imputable a **TDP**:

En caso el desarrollo del proyecto sea suspendido, se encuentre con más de seis meses de atraso, postergado por más de seis meses o no haya sido concluido dentro del periodo del contrato por causas no imputables al Operador, éste podrá presentar la liquidación de los gastos realizados los cuales deberán ser acreditados por el Contratante dentro de los 30 días de presentados, independientemente del estado de avance del proyecto.

144.754. Que, teniendo en cuenta lo establecido en el contrato y los anexos, que forman parte de este, se puede advertir que con fecha 14 de noviembre de 2014¹⁷³ **TDP** comunico a **PETROPERÚ** la necesidad de ampliar la capacidad en los Terminales de Eten, Salaverry, Supe y Callao, en base a lo señalado en el numeral 4.2.4 del contrato, se puede advertir que el demandante lo plantea como una necesidad, conforme se puede observar a continuación:

¹⁷³ Ver Anexo R-83 del demandado.

Señores:
Petroperú S.A.
Av. Enrique Canaval y Moreyra N° 150
San Isidro
Presente-

www.
gmp.co

Atención:
Ing. Justo Ramón Delgado D.
Gerente Dpto. Contratos y Servicios

Ref.: Ampliación de Capacidad de Almacenamiento

De nuestra mayor consideración:

Por medio de la presente y en conformidad con el numeral 4.2.4 del Contrato de Operación adjuntamos las hojas de cálculo que sustentan la necesidad de ampliación de capacidad de almacenamiento de los Terminales Norte y Centro para el periodo 2015-2017, que resumimos en el cuadro siguiente:

Terminal	Producto	Ampliación de Capacidad
Eten	Gasolina 84	30 MB
	Diesel DB5	90 MB
Salaverry	Gasolina 90	30 MB
	Diesel DB5	90 MB
Chimbote	-	No se requiere capacidad adicional
Supe	Diesel DB5	90 MB
Callao	GLP	90 MB

144.755. Que, se puede observar que dicha comunicación va acompañada de un sustento orientado a demostrar que, en efecto, se requería la ampliación de los tanques.

Para determinar la necesidad de ampliación de capacidad se han considerado, en adición al crecimiento de la demanda, los siguientes factores:

1. Necesidades de capacidad adicional para poder iniciar el Programa de Adecuación de Tanques al DS 017-2013-EM.
2. La estandarización en la construcción de tanques de mayor capacidad unitaria para optimizar el uso del terreno del Terminal, por lo que se propone que la capacidad de los nuevos tanques de gasolina y diesel sean como mínimo 30 MB y 90 MB respectivamente.

Sin otro en particular quedamos a su disposición para cualquier coordinación o aclaración que merezca la presente.

144.756. Ahora bien, ante dicho requerimiento, **PETROPERÚ**, mediante la Carta COSE-AA-022-2015 de fecha 9 de enero de 2015, aceptó la inversión adicional requerida por **TDP**, con la aclaración de que no solo se generaba la necesidad por la demanda en cada terminal, sino que también cumplía con las características señaladas en los numerales 4.1.2 y 4.2.1, conforme se puede observar a continuación:

Ampliación de Capacidad de Almacenamiento
Carta TP 196/2014 del 14.11.2014

De nuestra consideración:

Con relación a vuestra carta TP 196/2014, mediante la cual nos remiten el estimado de necesidades de ampliación de tanque para los Terminales del Norte y del Centro, manifestamos estar de acuerdo con los cálculos realizados en aplicación 4.2.4 de los Contratos de Operación para los Terminales del Norte y del Centro.

Sin embargo, de acuerdo a las coordinaciones realizadas, las propuestas para la implementación de los referidos proyectos de inversión, deben ser canalizadas a través de los mecanismos aplicables establecidos en los acápite 4.1.2, 4.2.1 y 4.2.4 de los correspondientes Contratos de Operación.

Atentamente,

- 144.757. Que, hasta este punto, queda claro que las partes se encontraban de acuerdo en la ejecución de la inversión adicional que involucraba la construcción de cinco tanques, por un claro tema de necesidad y cumplimiento normativo (D.S. 017-2013-EM).
- 144.758. Que, a este punto lo que correspondía, conforme se ha indicado en los párrafos precedentes, era la contratación de la empresa que realizaría la obra, esta contratación efectuada por **TDP** se realizó con la empresa Felguera, la cual no culminó su labor.
- 144.759. Que, este Colegiado advierte que en la Transacción de fecha 23 de mayo de 2018, la empresa Felguera dejó claramente establecido que el *FEED* elaborado por **TDP** no señalaba un problema de licuefacción en suelo y subsuelo que generaba una imposibilidad técnica y jurídica:

1.2 LA POSICIÓN DE LAS PARTES RESPECTO DE LAS CONTROVERSIAS RELATIVAS A LOS TERMINALES DE SUPE Y SALAVERRY ES LA SIGUIENTE:
1.2.1 FIHI CONSIDERA QUE COMO RESULTADO DEL ESTUDIO GEOTÉCNICO, SE GENERÓ LA NECESIDAD DE MODIFICAR EL CONTRATO, AL HABERSE DETECTADO UN FENÓMENO DE LICUEFACCIÓN EN SUELO/SUBSUELO NO PREVISTO EN EL FEED, QUE DETERMINA LA IMPOSIBILIDAD TÉCNICA Y JURÍDICA DE EJECUTAR LOS TANQUES EN LOS TERMINALES DE SUPE Y SALAVERRY, Y QUE PARA SOLUCIONAR ESTA IMPOSIBILIDAD SE REQUIERE TOMAR UNA ACCIÓN PREVIA SOBRE EL TERRENO Y/O MODIFICAR EL ESQUEMA DE CIMENTACIÓN CONTENIDO EN EL FEED, LO QUE EL COMITENTE HA RECHAZADO. FIHI CONSIDERA QUE HA SUSTENTADO LO ANTERIOR EN DIVERSOS INFORMES TÉCNICOS ELABORADOS POR EMPRESAS DE RECONOCIDO PRESTIGIO. *****
FIHI CONSIDERA QUE HA CUMPLIDO CABALMENTE CON LA OBLIGACIÓN A SU CARGO CONTENIDA EN EL NUMERAL 1.3 DEL CONTRATO, Y QUE CUALQUIER RETRASO EN LA EJECUCIÓN DE LOS TANQUES DE SUPE Y SALAVERRY CONFORME AL FEED SE DEBE A UN SUPUESTO DE IMPOSIBILIDAD TÉCNICO-JURÍDICO, QUE SE MANTIENE EN EL TIEMPO POR CAUSAS IMPUTABLES A TP, QUIÉN EN OPINIÓN DE FIHI SE NEGÓ A DAR SOLUCIÓN A UN PROBLEMA EN EL TERRENO QUE

- 144.760. Que, el Árbitro advierte que las diferencias generadas en la relación contractual entre FIHI (Felguera) y **TDP** no tenían relación alguna con **PETROPERÚ**. Es

decir, hasta este punto, no existió negativa ni obstrucción por parte del demandado para el desarrollo de la ampliación de los tanques.

144.761. Que dicha situación llevó a una nueva licitación para que continúen los trabajos relacionados a la inversión adicional, y como resultado se adjudicó a FIMA la obra; ello fue comunicado a **PETROPERÚ** el 21 de junio de 2018¹⁷⁴:

Asunto: Adjudicación – Proyecto de Ampliación de Capacidad de Almacenamiento en ET, SA y SU – 330,000 Barriles.

De nuestra mayor consideración:

Por medio de la presente reciba nuestro cordial saludo y a la vez aprovechamos la oportunidad para solicitar su aprobación para la adjudicación de la Buena Pro a la Empresa FIMA S.A. para el proyecto *"Ingeniería, Procura, Construcción Y Puesta En Marcha De Tanques – Terminales Eten, Supe Y Salaverry"* – (en adelante TQs330K), por un monto bajo la modalidad a Suma Alzada que asciende a US\$ 21,895,000.00 (Veintun millones Ochocientos Noventa y Cinco mil con 00/100 Dólares Americanos) mas el IGV correspondiente.

Nuestra solicitud está basada en los siguientes antecedentes:

1. Resolución de contrato con FIHI por el proyecto mencionado. (Ref. Carta TP-PRY-155-2017)
2. Inicio de un proceso de Licitación, cuyo resultado del mismo fue declarar Desierto el proceso, (Ref. Informe 15031-HTIC-000-GPR-BS-066)
3. Acta de reunión del 14.05.2018 – TP/PP/PMC/Inspector de PP.
4. Evaluación independiente de la Propuesta de FIMA contra análisis del PMC y de la Inspección. (Ref. Informe 15031-HTIC-000-GPR-BS-067)
5. Negociación directa con la empresa FIMA, con participación de la Inspección, Petroperú, PMC y Terminales del Perú, realizada los días 12.05.2018 y 20.05.2018
6. El resultado de la Negociación Directa están en el documento "Acuerdos y Precisiones previos al Otorgamiento de la Buena Pro"

144.762. Que, se puede advertir que **PETROPERÚ** aceptó la adjudicación otorgada a FIMA, ello fue comunicado mediante la Carta n.º GCT-265-2018¹⁷⁵ el 26 de junio de 2018:

¹⁷⁴ Ver Anexo C-191 del demandante.

¹⁷⁵ Ver Anexo C-193 del demandante.

Asunto: Adjudicación – Proyecto de Ampliación de Capacidad de Almacenamiento en 330,000 barriles – Terminales Eten, Salaverry y Supe

Referencia: Carta TP-PRY-Nº 076/2018 (21.06.2018)

De nuestra consideración:

Con relación a su carta TP-PRY-Nº 076/2018, manifestamos nuestra conformidad a la adjudicación de la empresa FIMA S.A. para realización del servicio de "Ingeniería, Procura, Construcción y Puesta en Marcha de Tanques – Terminales Eten, Supe y Salaverry", para la ampliación de 330,000 barriles de capacidad en los referidos Terminales, por el monto de US\$ 21,895,000.00 más IGV; bajo los términos indicados en las bases y en los acuerdos tomados por las partes para esta adjudicación.

Asimismo, teniendo en consideración que el actual PMC se encuentra en proceso de cierre, designamos a la empresa inspectora CGP Consultoría y Gerenciamiento de Proyectos EIRL como empresa supervisora para el referido servicio, entre tanto se designe a la empresa supervisora definitiva.

En este contexto, solicitamos emitir la orden de servicio correspondiente a la empresa CGP Consultoría y Gerenciamiento de Proyectos EIRL para realización del servicio de supervisión; así como continuar con las siguientes etapas del proyecto de Ampliación de Capacidad de Almacenamiento en 330,000 barriles en los Terminales Eten, Salaverry y

144.763. Que, sin embargo, se puede advertir que mediante la Carta n.º TP-PRY-086-2018¹⁷⁶, **TDP** señaló a **PETROPERÚ** la ampliación de solo dos tanques bajo lo señalado en el numeral 4.2.4 del contrato (por razones de demanda), y respecto a los tres tanques restantes la necesidad de establecer términos distintos a los ya conversados en el año 2014, conforme se puede observar a continuación:

Asunto: Adjudicación – Proyecto de Ampliación de Capacidad de Almacenamiento en 330,000 barriles – Terminales Eten, Salaverry y Supe

Referencia: GCT-265-2018 y TP-PRY-083-2018

De nuestra mayor consideración:

Por medio de la presente reciba nuestro cordial saludo y a la vez aprovechamos la oportunidad para informarle que en atención a los resultados de los cálculos presentados en la carta TP-PRY-083-2018, los 2 tanques de 30,000 barriles ubicados en los Terminales de Eten y Salaverry aplicarían bajo la Cláusula 4.2.4.

Para el alcance saldo, es decir los 3 tanques de 90,000 Barriles en ET, SA y SU, los cuales no resultan del cálculo para el periodo 2018-2020, debemos definir en el breve plazo los términos y condiciones para realizar dicha inversión, esto previa a la adjudicación al Contratista.

Montos diferenciados de la oferta Total de FIMA (US\$ 21,895,000)

- 2x30,000 Barriles: US\$ 6,610,000
- 3x90,000 Barriles: US\$ 15,285,000

Sin otro particular quedamos a su disposición para cualquier coordinación o aclaración que merezca el presente.

¹⁷⁶ Ver Anexo R-91 del demandado.

144.764. Que, el Colegiado ha podido observar de lo solicitado por **PETROPERÚ**, mediante la Carta GCT-278-2018¹⁷⁷, la intención de que se continúe con los trámites correspondientes con la empresa FIMA:

De nuestra consideración:

En atención a vuestra carta TP-PRY-N° 086/2018, respecto al proyecto de Ampliación de Capacidad de Almacenamiento en 330,000 barriles en los Terminales Eten, Salaverry y Supe, solicitamos que se continúen las actividades hasta antes de la firma del Contrato EPC, debido a que en forma paralela nos encontramos en proceso de definir y suscribir una adenda para la ejecución de inversiones complementarias en los Terminales del Norte y del Centro.

En este contexto, las actividades a continuar son, entre otras:

- Otorgamiento de la buena pro.
- Acompañamiento legal para la suscripción del Contrato EPC.
- Supervisión del proyecto, de acuerdo a lo indicado en nuestra carta GCT-265-2018.

Asimismo, manifestamos nuestra conformidad a la propuesta presentada por la empresa NPG abogados, para la realización del servicio de acompañamiento legal en la negociación del Contrato EPC, alcanzada mediante correo de hoy 12.07.2018.

Atentamente,

144.765. Que, se puede observar mediante Carta GCT-055-2019¹⁷⁸, que **PETROPERÚ** no se encuentra de acuerdo con la sustitución de términos de **TDP**, aclarando, además, que no autorizó paralización alguna del proyecto de ampliación, conforme se puede observar:

Señor
Franklin Muñoz Junco
Gerente General
TERMINALES DEL PERÚ
Av. Néstor Gambetta 1265 - Urbanización La Chalaca - Callao

Asunto: Sustitución de Inversión Adicional de Ampliación de Tancaje
Referencia: Cartas TP-PRY-N°008/2019 (01.02.2019), TP-PRY-N°003/2019 (14.01.2019), GCT-278/2018 (12.07.2018), TP-PRY-N° 050/2015 (05.08.2015) y TP 196/2014 (14.11.2014)

De nuestra consideración:

Con relación a su propuesta de sustitución del proyecto de Inversión Adicional de Ampliación de Capacidad de Almacenamiento por 330 MB en los Terminales Eten, Salaverry y Supe, en función a los resultados del cálculo indicado en vuestra carta TP-PRY-N° 003/2019, manifestamos lo siguiente:

- La propuesta de sustitución no atiende la necesidad de ampliación de capacidad de almacenamiento en el Terminal Salaverry, indicada en vuestra carta TP-PRY-N° 003/2019, lo que afectaría la atención de la demanda.
- Los planes de adecuación de los Terminales al DS 017-2013-EM aprobados por Osinergmin, consideran necesaria la construcción de capacidad de almacenamiento, con el fin de no afectar la capacidad de las instalaciones; razón por la cual se autorizó la ejecución del proyecto de Ampliación de Capacidad de Almacenamiento por 330 MB. Más aún, teniendo en cuenta que a la finalización del plazo otorgado los tanques que no lleguen a ser adecuados deben salir fuera de servicio, de acuerdo a lo indicado en su carta TP-PRY-N°050/2018.

Es necesario realizar la revisión de las afectaciones por las consideraciones antes descritas, con el fin de no ver afectada la capacidad de las instalaciones.

En tal sentido, agradeceremos informarnos las acciones propuestas para no afectar la atención de la demanda de los Terminales, teniendo en cuenta lo antes indicado.

Asimismo, aclaramos lo indicado respecto a nuestra carta GCT-278-2018, mediante la cual se solicitó continuar con las gestiones de suscripción de contrato obra EPC para construcción de los tanques del proyecto de Ampliación de Capacidad de Almacenamiento por 330 MB; no autorizándose la paralización del referido proyecto.

Atentamente,

¹⁷⁷ Ver Anexo R-64 del demandado.

¹⁷⁸ Ver Anexo R-92 del demandado.

- 144.766. Que, de los medios probatorios ofrecidos, se puede observar que **TDP** solicita en diciembre de 2018 la acreditación de dicho proyecto en razón de lo señalado en el numeral 4.3 de la Acreditación de las Inversiones Adicionales, que hace mención a la suspensión de una inversión **por causas no imputables al Operador.**
- 144.767. Que, en ese orden de ideas, el Árbitro advierte que de las diversas comunicaciones entre las partes, en torno al proyecto de ampliación de tanques, no se podría establecer de manera fehaciente que **TDP** carece de total responsabilidad en el atraso/suspensión del proyecto, pudiéndose advertir, a modo de ejemplo, que la relación contractual con Felguera se disolvió en razón de irregularidades generadas por las partes (es decir **TDP** y Felguera), lo que llevó a una serie de eventos posteriores que atrasaron la toma de decisiones, como fue una nueva licitación, la aceptación por parte de **PETROPERÚ** de la contratación de la empresa FIMA, la decisión de **TDP** de modificar las necesidades de los Terminales, que desde el inicio **TDP** señaló que se requería de la adecuación de cinco tanques, y luego cambiando la propuesta a solo de dos tanques.
- 144.768. Que, finalmente, se puede advertir que el pedido de acreditación solicitado por **TDP**, ya sea que este orientado al supuesto hecho de haberse cumplido con la excepción de que la inversión fuera suspendida, atrasada o postergada por más de seis meses sin culpa del Operador o ya sea que el pedido de acreditación se analice en base al procedimiento establecido en el numeral 4.3 de la Adenda de Acreditación de Inversión Adicional, en ninguno de los dos escenarios, **TDP** ofrece medio probatorio alguno que sustente el cumplimiento de los requisitos exigidos para la acreditación correspondiente. Siendo que en el primer escenario no se puede establecer una absoluta inimputabilidad en su calidad de Operador; y, en el segundo escenario, no adjunta la documentación requerida para que, en reemplazo de las funciones de **PETROPERÚ**, el tribunal pudiera declarar acreditada la inversión adicional en mención.
- 144.769. Que, en ese orden de ideas, el Árbitro considera que no corresponde amparar la Sexta Pretensión Principal de la demanda.

DETERMINAR SI CORRESPONDE O NO, DECLARAR QUE TERMINALES DEL PERÚ TIENE DERECHO A DEDUCIR, AL MES SIGUIENTE DE LA EMISIÓN DEL LAUDO FINAL, EL MONTO DE USD 4'450,061.00 (CUATRO MILLONES CUATROCIENTOS CINCUENTA MIL SESENTA Y UNO CON 00/100 DÓLARES), MÁS INTERESES DE SER EL CASO, POR LA ACREDITACIÓN DE LAS INVERSIONES REALIZADAS EN LOS PROYECTOS DE INVERSIÓN ADICIONAL “CONSTRUCCIÓN DE TANQUES DE ALMACENAMIENTO NORTE – TERMINALES SUPE, SALAVERRY Y ETEN – 330KBLS” DE CÓDIGOS DE PROYECTO 2A8001, 4A8001, 4A8002, 5A8001 Y 5A8002.

Posición del demandante

144.770. Que, bajo la postura de **TDP, PETROPERÚ** ilegítimamente se ha negado a acreditar los Proyectos de Ampliación Norte, lo cual ha evitado que el demandante pueda recuperar efectivamente su inversión y pueda poner en buen uso su capital. En ese sentido, afirma que, una vez acreditados los proyectos en cuestión, corresponderá su descuento mensual. Empero, precisa que al ser inversiones que se realizaron bajo la cláusula 4.2.4 del Contrato del Norte, no se recuperarían en 60 meses, sino en menos.

144.771. Que, a partir de ello, en los Proyectos de Ampliación Norte, se programó la construcción de cinco tanques con las siguientes capacidades:

- Un tanque en el Terminal Supe de 90 MB;
- Un tanque en el Terminal Salaverry de 90 MB;
- Un tanque en el Terminal Salaverry de 30 MB;
- Un tanque en el Terminal Eten de 90 MB; y,
- Un tanque en el Terminal Eten de 30 MB.

144.772. Que, a entender de **TDP**, dos de los tanques referidos debieron haberse recuperado en 12 meses, mientras que tres de esos en 24. Sin embargo, debido a que **PETROPERÚ** no permitió la acreditación, dicha recuperación no se ha realizado. Asimismo, precisa que el demandado no ha presentado ninguna objeción respecto del monto invertido, ya que, **TDP** envió su acreditación el 3 de abril de 2020 y, pese a aceptarlo en un primer momento, las objeciones de **PETROPERÚ** se han vinculado con el derecho a recuperar y no con el monto a recuperar. Así, **TDP** considera que tiene el derecho a descontar esos montos íntegramente a partir del mes siguiente de la emisión del laudo.

Posición del demandado

- 144.773. Que, luego de la resolución, si bien materialmente hablando la construcción de los tanques se detuvo, persistieron aún las coordinaciones entre **TDP** y **PETROPERÚ** para que el Proyecto Ampliación Norte continuara. Pero incluso si se asumiera que el proyecto se suspendió, atrasó o postergó, la causa de ello es imputable a **TDP**.
- 144.774. Que, ante dicha apreciación, **PETROPERÚ** considera que **TDP** descuidó totalmente los únicos dos tanques parcialmente construidos, pues, desde 2017, no adoptó ningún tipo de medidas de cuidado, lo que generó que estos activos se deterioraran rápidamente.
- 144.775. Que, en ese sentido, habiéndose supuestamente demostrado que corresponde acreditar el Proyecto Ampliación Norte, **PETROPERÚ** señala que **TDP** tiene derecho a recuperar su inversión conforme a los plazos que dispone la cláusula cuarta del Acta del Tratamiento Tributario.
- 144.776. Que, así, **TDP** señala que el Proyecto de Ampliación Norte consistió en la construcción de 2 tanques con capacidad de 30 MB y 3 tanques con capacidad de 90 MB, donde alega que su recuperación debió ser de 24 y 12 meses.
- 144.777. Que, bajo la posición de **PETROPERÚ**, habría pasado más de 24 meses desde que **TDP** solicitó la acreditación de dicho proyecto, por lo que, el demandante no tendría el derecho que está alegando.

Posición del Árbitro

- 144.778. Que, en el caso de la Séptima Pretensión Principal de la demanda, **TDP** solicita que el Tribunal Arbitral declare que tiene derecho a deducir, al mes siguiente de la emisión del laudo final, el monto de US\$ 4'450,061.00, más intereses por la acreditación de los Proyectos de Inversión Adicional «Construcción de Tanques de Almacenamiento Norte —Terminales Supe, Salaverry y Eten».
- 144.779. Que, se puede advertir en este caso, que no solo en razón de la posición desarrollada por el Árbitro, en torno a la Sexta Pretensión Principal de la demanda, la misma que señala que no corresponde la acreditación de la inversión de los Proyectos «Construcción de Tanques de Almacenamiento Norte —Terminales Supe, Salaverry y Eten», sino que además, habiéndose declarado válidas las resoluciones de los contratos por causa imputable al demandado (Primera y Segunda Pretensión

Principales de la demanda); y, en aplicación del numeral 11.6 de los contratos, **TDP** ha perdido el derecho al reconocimiento de la recuperación de las inversiones a que se refieren los acápites 4.2.3 y 4.2.4 por los montos invertidos en los Terminales.

144.780. Que, en ese orden de ideas, el Árbitro considera que no corresponde amparar la Séptima Pretensión de la demanda.

DETERMINAR SI CORRESPONDE O NO, COMO CONSECUENCIA DE LO ANTERIOR, ORDENAR A PETROPERÚ EL PAGO DE US\$ 2'210,845.00 (DOS MILLONES DOSCIENTOS DIEZ MIL OCHOCIENTOS CUARENTA Y CINCO CON 00/100 DÓLARES) POR LA FALTA DE REEMBOLSO OPORTUNO DE LAS INVERSIONES ADICIONALES.

Posición del demandante

144.781. Que, bajo el artículo 1321 del Código Civil, **TDP** señala que el incumplimiento de **PETROPERÚ** le ha generado un daño, consistente en el valor del dinero en el tiempo que no ha podido aprovechar, debido a que el demandado no ha permitido la recuperación de sus inversiones del modo contractualmente pactado. De esa forma, precisa que cuando una parte incumple sus obligaciones con culpa debe indemnizar a su contraparte, si es que se cumplen 4 requisitos: (i) la existencia de un daño, (ii) la presencia de un incumplimiento, (iii) la relación causal entre el daño y el incumplimiento, y (iv) la existencia de culpa.

144.782. Que, en primer lugar, **TDP** considera que el daño reclamado consiste en el tiempo de su dinero. Junto al informe de A&M, se ha calculado la tasa WAAC de empresas comparables a **TDP** cuya información es de público acceso y se ha concluido que asciende a 12,34%. Así, indica que se ha aplicado dicha tasa al diferencial mensual entre lo efectivamente liquidado por **PETROPERÚ** y lo que debería haber liquidado, si hubiera acreditado los Proyectos de Ampliación Norte como era debido.

144.783. Que, en segundo lugar, indica **TDP**, que **PETROPERÚ** ha actuado en contra de los términos de los Contratos. Ello, pues, sostiene tener el derecho a acreditar un proyecto suspendido, demorado o postergado, aun cuando este no esté terminado. Sin embargo, **PETROPERÚ** le ha negado ese derecho, yendo en contra del Procedimiento y afectando el derecho a la recuperación contemplado en el Contrato del Norte.

- 144.784. Que, en tercer lugar, **TDP** indica que el incumplimiento de **PETROPERÚ** le ha generado un daño de forma inmediata y directa, ya que, si se hubiera acreditado la inversión, habría recuperado su capital y el daño no habría sucedido.
- 144.785. Que, en cuarto lugar, señala que **PETROPERÚ** incumplió el Contrato del Norte con dolo o, cuando menos, con culpa. Por un lado, de acuerdo con el artículo 1318 del Código Civil, que **PETROPERÚ** se haya negado desde el 2020 a permitir la recuperación de la inversión, para no ver afectada su liquidez bajo el Contrato del Norte, es un actuar contrario al texto del Contrato y a la propia interpretación que el demandado siempre le ha dado.
- 144.786. Que, por otro lado, en caso de que no se considere que **PETROPERÚ** no actuó con dolo, **TDP** indica que se debe concluir que el demandado incumplió por culpa inexcusable. Y es que, de acuerdo al artículo 1319 del Código Civil, se tiene que el actuar de **PETROPERÚ** fue gravemente negligente, ya que había reconocido en el pasado que era posible acreditar inversiones, pese a no estar puestas en servicio.
- 144.787. Que, en caso de que no se considere alguno de los dos escenarios expuestos, **TDP** solicita que se considere que **PETROPERÚ** actuó con culpa leve. Al respecto, cita el artículo 1319 del Código Civil para explicar que no hay escenario en el que **PETROPERÚ** hubiera frustrado esta acreditación en base a una interpretación con diligencia ordinaria de los Contratos.

Posición del demandado

- 144.788. Que, luego de la resolución, si bien materialmente hablando la construcción de los tanques se detuvo, persistieron aún las coordinaciones entre **TDP** y **PETROPERÚ** para que el Proyecto Ampliación Norte continuara. Pero incluso si se asumiera que el proyecto se suspendió, atrasó o postergó, la causa de ello es imputable a **TDP**.
- 144.789. Que, ante dicha apreciación, **PETROPERÚ** considera que **TDP** descuidó totalmente los únicos dos tanques parcialmente construidos, pues, desde 2017, no adoptó ningún tipo de medidas de cuidado, lo que generó que estos activos se deterioraran rápidamente.
- 144.790. Que, a entender de **PETROPERÚ**, no corresponde la acreditación de dicho proyecto, pues no estuvo suspendido, y en caso de que lo hubiera estado, esta suspensión se verificó por más de 6 meses por causas imputables a **TDP**. Ante ello, indica que **TDP** es responsable de absolutamente todo lo relacionado con la

ejecución de inversiones: su diseño, su ejecución, la puesta en marcha, el correcto funcionamiento, etc. Es decir, bajo el Procedimiento, **TDP** no solo debe implementar nuevos activos para la operación de los Terminales, sino que también es el encargado y responsable de darles el mantenimiento adecuado.

144.791. Que, para **PETROPERÚ**, lo cierto es que **TDP** no cumplió con mantener ni conservar y dar mantenimiento adecuado a las Inversiones Adicionales, por lo que, de acuerdo a los esquemas contractuales, concluye que es válido que bajo ningún escenario **TDP** podía liberarse de su obligación de acreditar y entregar activos deteriorados o perdidos por su culpa.

144.792. Que, de acuerdo al Informe Técnico «Tanque 22 y 23 – Terminal Eten», de fecha 22 de agosto de 2018, se advirtió que los tanques que fueron construidos en el marco del Proyecto Ampliación Norte (tanques TK-23 y TK-22 del Terminal Eten) presentaban un deterioro grave. Y es que, a entender de **PETROPERÚ**, no corresponde ordenarle el pago de los más de 6.5 millones que exige **TDP**, debido a que, el demandante era el responsable por el cuidado y mantenimiento de los tanques que había construido; sin embargo, no lo hizo y generó que los tanques se deterioren gravemente.

Posición del Árbitro

144.793. Que, se puede observar que la redacción de la Octava Pretensión Principal de la demanda señala la expresión de que: «como consecuencia de lo anterior», razón por la que el Árbitro considera que dicha pretensión tiene la calidad de accesorio a la Séptima Pretensión Principal de la demanda.

144.794. Que, en ese orden de ideas, correspondería que la pretensión en mención corra la misma suerte que la Séptima Pretensión Principal, por lo que la Octava Pretensión Principal de la demanda deberá ser igualmente desestimada, en la medida de que al no corresponder el pago ni reconocimiento de una inversión, por las razones ya desarrolladas, tampoco correspondería el pago del monto señalado en la pretensión.

PRETENSIONES DE LA RECONVENCIÓN

DETERMINAR SI CORRESPONDE O NO, EN CASO VUESTRO TRIBUNAL CONSIDERE QUE EL CONTRATO DE OPERACIÓN DE LOS TERMINALES DEL CENTRO Y EL CONTRATO DE OPERACIÓN DE LOS TERMINALES DEL NORTE NO QUEDARON RESUELTOS EL 21 DE MARZO

DE 2024, DE CONFORMIDAD CON LO DISPUESTO EN EL ARTÍCULO 1428 DEL CÓDIGO CIVIL, DECLARAR Y DISPONER LA RESOLUCIÓN POR CAUSA IMPUTABLE A TERMINALES DEL PERÚ DEL CONTRATO DE OPERACIÓN DEL TERMINAL DEL CENTRO, ASÍ COMO LA RESOLUCIÓN POR CAUSA IMPUTABLE A TERMINALES DEL PERÚ DEL CONTRATO DE OPERACIÓN DE LOS TERMINALES DEL NORTE, COMO CONSECUENCIA DE LOS SIGUIENTES INCUMPLIMIENTOS:

- I. DESDE EL 14 DE MARZO DEL 2023; O, EN SU DEFECTO, EN LA FECHA QUE EL TRIBUNAL ARBITRAL CONSIDERE ADECUADA, POR HABER TERMINALES DEL PERÚ INCUMPLIDO SU OBLIGACIÓN DEL MANTENIMIENTO QUE CONFORMAN LOS TERMINALES NORTE Y CENTRO, CONTRAVINIENDO LA CLÁUSULA 8.8 DE LOS CONTRATOS NORTE Y CENTRO, Y/O.
- II. DESDE EL 7 DE AGOSTO; O, EN SU DEFECTO, EN LA FECHA QUE EL TRIBUNAL ARBITRAL CONSIDERE ADECUADA, POR HABER TERMINALES DEL PERÚ INCUMPLIDO DAR DE BAJA A LOS ACTIVOS QUE NO OPERA NI MANTIENE, CONTRAVINIENDO LA CLÁUSULA 13.11 DE LOS CONTRATOS NORTE Y CENTRO, Y/O.
- III. DESDE EL 11 DE FEBRERO DEL 2025; O, EN SU DEFECTO, EN LA FECHA QUE EL TRIBUNAL ARBITRAL CONSIDERE ADECUADA, POR HABERSE REALIZADO LA TRANSFERENCIA DE LAS ACCIONES REPRESENTATIVAS DEL CAPITAL DE UNNA ENERGÍA S.A. SIN CONTAR PREVIAMENTE CON LA AUTORIZACIÓN DE PETROPERÚ, Y/O.
- IV. DESDE LA FECHA QUE EL TRIBUNAL ARBITRAL DETERMINE ADECUADA, POR HABER TERMINALES DEL PERÚ DISPUESTO EL CAMBIO DE USO DE CIERTOS TANQUES, SIN CONTAR PREVIAMENTE CON LA AUTORIZACIÓN DE PETROPERÚ, EN CONTRAVENCIÓN DE LA CLÁUSULA 8.4 DE LOS CONTRATOS NORTE Y CENTRO, Y/O.
- V. EN CASO DE QUE EL TRIBUNAL ARBITRAL CONSIDERE QUE SE CONFIGURÓ MÁS DE UN INCUMPLIMIENTO POR PARTE DE TERMINALES DEL PERÚ, SOLICITAMOS QUE LA FECHA DE RESOLUCIÓN QUE SE DETERMINE SEA LA DE MAYOR ANTIGÜEDAD; O, EN SU DEFECTO, QUE SEA SU TRIBUNAL EL QUE DETERMINE LA FECHA DE RESOLUCIÓN.

Posición del demandado

- 144.795. Que, en primer lugar, para resolver los Contratos, se deben concurrir 4 requisitos:
- (i) existencia de contrato con prestaciones recíprocas, (ii) quien invoque la

resolución debe ser parte “fiel”, (iii) un incumplimiento injustificado, y (iv) esencialidad del incumplimiento.

- 144.796. Que, respecto al punto (i), **PETROPERÚ** indica que, no es un hecho controvertido que los Contratos del presente arbitraje contienen prestaciones recíprocas.
- 144.797. Que, respecto al punto (ii), **PETROPERÚ** se considera parte fiel, debido a que viene cumpliendo a cabalidad cada una de sus obligaciones contractuales.
- 144.798. Que, respecto al punto (iii), **PETROPERÚ** indica que **TDP** ha incumplido sus obligaciones contractuales. En ese sentido, primero, al incumplir con los Manuales de Mantenimiento en todos los sistemas hasta el 2023, no se puede invocar una “confianza legítima”, ya que **PETROPERÚ** realizó intimaciones en agosto de 2022.
- 144.799. Que, para **PETROPERÚ**, la teoría de actos propios invocada por **TDP** de ninguna manera le permite al Tribunal “descartar” el incumplimiento del 2015 al 2022, sino que únicamente impide al acreedor actuar contra el periodo que estuvo protegido por la supuesta “confianza legítima”.
- 144.800. Que, **PETROPERÚ** señala que el incumplimiento del Plan del 2023 se materializa al finalizar dicho año. Por ello, considera que los efectos de la declaración arbitral deben retrotraerse al 1 de enero de 2024, fecha en la que se materializa el incumplimiento del mantenimiento del año 2023.
- 144.801. Que, **PETROPERÚ** indica que, si el Tribunal considera que sí es necesario evaluar la esencialidad del incumplimiento, es inadmisibles permitir que **TDP** incumpla dichas obligaciones, máxime cuando estamos ante Activos Críticos Nacionales, cuyo estándar de cuidado es aún mayor.
- 144.802. Que, segundo, sobre la baja de bienes, el demandado advierte que **TDP** tenía la obligación de dar de baja los bienes identificados en la Auditoría de Inicio que no ha operado ni mantenido. Frente a ello, **TDP** no cumplió con realizarlo, al punto de que a la fecha existen bienes de ese listado que se encuentran en abandono, lo cual no es admisible.
- 144.803. Que, **PETROPERÚ** advierte que, sobre la resolución asociada al cambio de control sin contar previamente con la autorización del demandado, las cartas de solicitud tenían un lenguaje confuso, pues, si bien las calificaban como un pedido de autorización, el tenor de las mismas no era claro. En ese sentido, se indica que

la solicitud de autorización formulada por **TDP** a **PETROPERÚ** para que Aenza S.A.A., accionista original de Unna Energía S.A., transfiera sus acciones a favor de la empresa Unna Inversiones S.A.C., en realidad se configuraba como un aviso de lo sucedido, no se estaba pidiendo una autorización.

- 144.804. Que, al respecto señala **PETROPERÚ** que **TDP** indicó que la Junta General de Accionistas de Aenza había aprobado la transferencia de sus acciones en Unna Energía a favor de Unna Inversiones, la cual fue, posteriormente efectuada el 23 de octubre de 2024. Así, que Aenza haya transferido sus acciones a Unna Energía a favor de Unna Inversiones, constituye un incumplimiento por causa imputable al Operador desde el 23 de octubre de 2024.
- 144.805. Que, **PETROPERÚ** indica que es Aenza quien reconoció que el mismo 23 de octubre de 2024 procedió a efectuar la transferencia de sus acciones en Unna Energía a favor de Unna Inversiones. Por lo que, el demandado concluye en que dicha operación se gestó y finalmente se concretó sin la autorización de **PETROPERÚ**, lo que configura un nuevo incumplimiento de **TDP** a sus obligaciones derivadas de los Contratos, que legitima a **PETROPERÚ** a solicitar su resolución sin lugar a dudas, pues las partes lo pactaron así expresamente.
- 144.806. Que, **PETROPERÚ** resalta que, los contratos son contundentes de que dicha situación (la transferencia de acciones sin autorización) configura un supuesto de resolución, calificada, incluso, como uno de esos supuestos que dan lugar a la terminación de manera expresa.
- 144.807. Que, del mismo modo, **PETROPERÚ** precisa que ese supuesto no requiere intimación para ser considerado como tal, pues lo cierto es que, los Contratos habilitan a **PETROPERÚ** a que, tras advertir el incumplimiento, pueda, sin mayor requerimiento, resolver el Contrato.
- 144.808. Que, tercero, sobre la resolución asociada al cambio de uso de los tanques sin contar previamente con la autorización de **PETROPERÚ**, está basada en la cláusula 8.4 de los Contratos, la cual establece que el Operador podrá cambiar de uso cualquiera de los tanques de un Terminal previa solicitud escrita antes de efectuar el cambio.
- 144.809. Que, en ese sentido, **PETROPERÚ** indica que **TDP**, desde el inicio de los Contratos, efectuaba cambios de uso de tanque y le «pedía» autorización a **PETROPERÚ** luego de haberlos practicado. Asimismo, **TDP** efectuaba los cambios de uso de tanque sin informar o enviar una solicitud luego.

- 144.810. Que, **PETROPERÚ** señala que, la cláusula no es arbitraria, pues, en realidad es una regulación contractual dirigida a proteger los activos del Contratante. En ese sentido, considera que el incumplimiento de **TDP** se puede dividir en dos etapas: (a) desde el inicio de los contratos, **TDP** efectuaba cambios de uso de tanque y le pedía “autorización” a **PETROPERÚ** luego de haberlos practicado. En la mayoría de los casos con más de 2 semanas de retraso, donde **PETROPERÚ** le advertía a **TDP** que ese comportamiento era contrario al Contrato. Y, (b) **TDP** efectúa los cambios de uso de tanques sin “informar” o enviar una “solicitud” luego, ya que **TDP** solo enviaba un correo en el que adjuntaba un cuadro de reporte del movimiento de los productos en los tanques y colocaba la frase «Sírvese considerar el presente documento como solicitud de cambio de uso de tanques para los productos que corresponden a dicha solicitud».
- 144.811. Que, en caso de que el Tribunal considere que es necesario que las obligaciones incumplidas para ameritar la resolución superen un test de relevancia, **PETROPERÚ** señala que, en este caso, sí se verifica a luz de la finalidad que la obligación protege: garantizar el debido uso del tancaje y características técnicas de los tanques y de productos almacenados, a efectos de evitar deterioros prematuros en el tanque y cuidar su vida útil.
- 144.812. Que, respecto al punto (iv), **PETROPERÚ** indica que es inadmisibles permitir que **TDP** incumpla las obligaciones de mantenimiento, ya que se trata de Activos Críticos Nacionales, cuyo estándar de cuidado es aún mayor.
- 144.813. Que, **PETROPERÚ** indica que, no es admisible que el acreedor quede desamparado frente a una contraparte que abusa de incumplimientos que cree que son “de poca importancia”, forzando de esa manera perpetuar un vínculo que lesiona los intereses del acreedor, en este caso, del demandado.
- 144.814. Que, en este caso, **PETROPERÚ** indica que, frente a una reiterada conducta de incumplimiento de **TDP**, ha perdido el interés en el cumplimiento de la obligación y tiene derecho a quedar liberado de esta relación obligatoria.

Posición del demandante

- 144.815. Que, indica **TDP**, que **PETROPERÚ** ha distorsionado 2 requisitos de la resolución contractual. Por un lado, **PETROPERÚ** sostiene que no es necesario que el incumplimiento sea relevante o importante. Por el otro lado, **PETROPERÚ** ha brindado una representación inadecuada de la legitimidad para resolver.

- 144.816. Que, el requisito de relevancia resolutoria es plenamente exigible en el derecho peruano. **TDP** precisa que sus incumplimientos (de existir) no cumplen con dicho requisito, y es que **PETROPERÚ** interpreta incorrectamente la palabra «cualesquiera» y la ausencia de la palabra «grave» o «esencial» en la cláusula 11.1 de los Contratos. Asimismo, este implica acreditar que la obligación incumplida cumple un rol esencial o principal en la estructura contractual y que el incumplimiento ha generado un impacto grande en el interés del acreedor, lo cual, el demandante considera que no ha sido probado por el demandado.
- 144.817. Que, al mismo tiempo, **TDP** señala que no es un hecho controvertido para las partes la exigencia del requisito de parte fiel para que la resolución sea eficaz, ya que los requisitos invocados por **PETROPERÚ**: temporalidad y proporcionalidad, no son aplicables para determinar si uno es fiel. En ese sentido, lo único importante en cuanto a temporalidad, es que, al momento del invocar la resolución, el acreedor esté en situación de cumplimiento.
- 144.818. Que, indica **TDP**, que los contratos no modificaron los requisitos legales, porque, incluso si la cláusula 11.1 de los Contratos tuviera la intención de apartarse de los requisitos legales, esta de ningún modo eliminaría plenamente el requisito de relevancia. La expresión “cualesquiera obligaciones”, en el mejor de los casos, implicaría no evaluar si la obligación incumplida es importante, pero de ningún modo relevaría del requisito de demostrar que el incumplimiento de esa obligación fue grave.
- 144.819. Que, por otro lado, **TDP** indica haber cumplido con la cláusula 8.8 de los Contratos. Ante ello, considera que (i) la interpretación de **PETROPERÚ** está equivocada y, (iii) **TDP** cumplió con su obligación de realizar el mantenimiento.
- 144.820. Que, del primer punto, **TDP** advierte que **PETROPERÚ** asume que todo mantenimiento preventivo sería periódico, ignorando que el propio Manual de Mantenimiento contempla dos tipos más de mantenimiento preventivo: el predictivo y el proactivo. Los cuales se diferencian del periódico precisamente en que no tienen frecuencia fija preestablecida, sino que deben aplicarse en base a las necesidades de los Terminales.
- 144.821. Que, a entender del demandante, **PETROPERÚ** pretende restarle valor al segundo extremo de la cláusula 8.8 de los Contratos, según el cual, alternativamente al cumplimiento mediante el Manual de Mantenimiento, el Operador puede ejecutar las labores de acuerdo con una propuesta técnicamente más favorable para el futuro de la operación.

- 144.822. Que, del mismo modo, **PETROPERÚ** sostiene erróneamente que la posibilidad de ejecutar una medida técnicamente más favorable es una excepción, puesto que, para **TDP**, seguir el Manual o aplicar una propuesta técnicamente más favorable aprobada por **PETROPERÚ**, son equivalentes para cumplir el mantenimiento. Así, el demandante también precisa que no existía exigencia alguna de cómo presentar la medida más favorable, por lo que, no había procedimiento formal ni necesidad de “etiquetar” la propuesta.
- 144.823. Que, del segundo punto, **TDP** indica que **PETROPERÚ** carece de pruebas, pues resulta inverosímil pensar que por una década el demandado no haya notado que, como afirma en este arbitraje, el demandante no haya cumplido siquiera con la mitad de lo que debía. En ese sentido, sostiene que el sustento de **PETROPERÚ**: el Informe Técnico presentado por FTI, replica un cuadro elaborado por **PETROPERÚ**, es decir, no existe un filtro o validación de la información.
- 144.824. Que, al mismo tiempo, considera que FTI se limitó a contar las actividades que **TDP** debía realizar según la interpretación de **PETROPERÚ** del Manual de Mantenimiento y según la programación del Plan de Mantenimiento. Sin embargo, no verificó por ningún medio el número de actividades ejecutadas, solo se basó en un análisis previo de MA&C.
- 144.825. Que, **TDP** afirma que sí cumplió con ejecutar el mantenimiento, ya que, primero, cumplía con el Manual de Mantenimiento, lo que significaba cumplir fielmente con su Plan de Mantenimiento; y, segundo, cumplía con una propuesta alternativa acordada con **PETROPERÚ**.
- 144.826. Que, al respecto, **TDP** indica que **PETROPERÚ**, año tras año, aceptó un Plan de Mantenimiento, que contenía todas las actividades que el Manual exige. Y, si **PETROPERÚ** no estaba de acuerdo con un Plan, lo hizo saber y requirió que se incorporen las actividades que, a su criterio, debían ser programadas y no lo habían sido.
- 144.827. Que, **TDP** precisa que, aunque no haya habido una ejecución al 100% de las actividades, **PETROPERÚ** jamás consideró esto como un incumplimiento. Lo único que indicó es que, en esos casos, correspondería que TDP traslade las pocas actividades pendientes al año siguiente.
- 144.828. Que, frente a ello, **TDP** resalta que (i) el interés de **PETROPERÚ** no se ha visto afectado, pues los activos de los terminales se encuentran en buen estado, (ii) el mantenimiento que ha realizado **TDP**, sea de acuerdo o no con el Manual, es de calidad y se ajusta a los estándares internacionales de la industria, y (iii) TDP ejecutó

una parte significativa de las actividades contempladas en el Manual de Mantenimiento, mediante su Plan de Mantenimiento.

- 144.829. Que, **TDP** no incumplió la cláusula 13.11 de los Contratos, ni el numeral 4.1 del Procedimiento, puesto que no existe ninguna obligación de dar de baja a los bienes. Frente a ello, indica también que, muchos de los activos intimados por **PETROPERÚ** están operativos y benefician actualmente a las operaciones de los terminales.
- 144.830. Que, por otro lado, sobre la transferencia de acciones a Unna Inversiones S.A.C., **TDP** indica que la cláusula 8.13 de los Contratos no busca ser una limitación a la transferencia de las acciones, sino que únicamente dispone un mecanismo que le permite a **PETROPERÚ** conocer la realización de la transferencia y determinar que los nuevos accionistas cumplan con los requisitos de las Bases y de los Contratos. Por lo que dicha cláusula demuestra que **PETROPERÚ** no podía oponerse discrecionalmente a la transferencia.
- 144.831. Que, **TDP** indica que **PETROPERÚ** aprobó dicha transferencia tácitamente, y en caso de que lo niegue, entonces se concluye que actuó de mala fe. Ello, pues, **TDP** no considera que su solicitud haya sido confusa, y que **PETROPERÚ** haya demorado 10 semanas en formular su pregunta, resulta no admisible.
- 144.832. Que, entonces, para **TDP**, no se ha incurrido en ningún incumplimiento, ya que, con el cambio de accionistas en Unna Energía, no se ha incumplido ningún requisito de las Bases, ni se ha afectado la regular ejecución de los Contratos. Como ha argumentado **TDP**, el sentido de la cláusula 8.13 de los Contratos era limitar las transferencias de acciones de un miembro del consorcio del Operador cuando estas llegasen a incumplir condiciones necesarias de las Bases o los Contratos, lo cual no ha sucedido.
- 144.833. Que, en realidad, esta fue una transacción dentro del grupo Aenza, en el marco de un proceso de reorganización corporativa, que no supuso ningún cambio en la capacidad de cumplir con los Contratos. Así, esta reorganización hizo que existiera una *subholding* entre Aenza y Unna Energía, para organizar mejor el gobierno corporativo y alinear la estructura de riesgos.
- 144.834. Que, respecto al cambio de uso de tanques, **TDP** argumenta que estas procedieron debido a la aprobación tácita de **PETROPERÚ**, por lo que no se ha incumplido la cláusula 8.4. Ahora bien, de existir dicho incumplimiento, no tiene relevancia resolutoria, pues la cláusula referida garantiza el buen uso y vida útil de los tanques, y los activos se encuentran en buen estado o sin daños externos.

- 144.835. Que, **TDP** precisa que, primero, el cambio de uso del Tanque 11 del Terminal Supe fue aprobado expresamente por **PETROPERÚ**, (ii) no hubo cambio de uso respecto del Tanque 8 de Chimbote y, en cualquier caso, dicho cambio fue aprobado tácitamente por **PETROPERÚ**, y (iii) el cambio de uso del Tanque 56 del Terminal Callao fue aprobado expresamente por **PETROPERÚ** o, en cualquier caso, tácitamente.
- 144.836. Que, respecto al Tanque 11 del Terminal Eten, **TDP** solicitó a **PETROPERÚ** que el tanque almacene Alcohol Carburante en lugar de HAS-CGN, lo cual fue aprobado expresamente mediante comunicación de **PETROPERÚ** de fecha 7 de diciembre de 2020. Luego, respecto al Tanque 8 del Terminal Chimbote, **TDP** niega que se considere que sí habría producido un cambio de uso, donde **PETROPERÚ** tomó conocimiento de dicho cambio el 19 de noviembre de 2020 o, en el peor de los casos, el 11 de diciembre de 2020, y no lo rechazó dentro de los 15 días posteriores. Y finalmente, respecto al Tanque 56 del Terminal Callao, **TDP** realizó una nueva inspección el 30 de septiembre de 2022 en presencia de **PETROPERÚ**. En esta se determinó que el Tanque 56 ahora se encontraba vacío, siendo que el demandado dejó expresa conformidad
- 144.837. Que, **PETROPERÚ** no es parte fiel, pues incumplió su responsabilidad ambiental desde el inicio de los contratos, lo cual generó que la OEFA inicie 2 procedimientos administrativos sancionadores contra **TDP** en 2018. Así, la OEFA también le impuso una multa a **TDP** por situaciones asociadas a incumplimientos del Estudio Ambiental.
- 144.838. Que, primero, **TDP** indica que **PETROPERÚ** no se hizo responsable por incumplimientos ambientales ocurridos durante la gestión del operador anterior. El 12 de diciembre de 2000 se aprobó el Estudio Ambiental para el Terminal Callao, el cual tenía un plazo para la implementación hasta el 12 de diciembre de 2005, fecha en la cual **TDP** todavía no era operador del Terminal Callao. En ese sentido, **PETROPERÚ** era quien debía responder por cualquier consecuencia relativa a la falta de cumplimiento del Estudio Ambiental; sin embargo, por la falta de implementación, OEFA inicia 2 procedimientos administrativos sancionadores contra **TDP** en 2018.
- 144.839. Que, **TDP** comunicó a **PETROPERÚ** la situación, para que asuma la responsabilidad; sin embargo, ello no sucedió. El demandante, consciente de la importancia del cuidado del medio ambiente, invirtió US\$ 64,483.50, lo cual, posteriormente, es exigido a **PETROPERÚ**.

- 144.840. Que, segundo, **TDP** indica que, en 2021, la OEFA impuso una multa a **TDP** de 113.924 UIT por otras situaciones asociadas a incumplimientos del Estudio Ambiental del Terminal del Centro, previos a su entrada como Operador. Sin embargo, a su entender, **PETROPERÚ** ignoró su pedido y se mantiene en el incumplimiento.
- 144.841. Que, finalmente, **TDP** indica que **PETROPERÚ** incumplió sistemáticamente los Contratos y el Procedimiento, ya que no cumplió con acreditar los Proyectos de Ampliación Norte e, incumplió con su deber de permitir la recuperación de las Inversiones Adicionales desde el mes siguiente de su Puesta en Servicio.
- 144.842. Que, el Procedimiento dispone que es posible acreditar proyectos que califican como Inversiones Adicionales sin que estos se encuentren culminados o en operación, en este caso, **TDP** se han cumplido tres de los cuatro supuestos previstos en el Procedimiento: (i) los proyectos están suspendidos desde la terminación del Contrato Felguera, lo cual implicó que los proyectos no se reanuden, (ii) los Proyectos de Ampliación tienen más de 6 meses de atraso y, (iii) los Proyectos se vienen postergando por más de 6 meses, ya que, a pesar de las comunicaciones entre las partes, no se reanudaron las actividades.
- 144.843. Que, ante ello, **TDP** señala que **PETROPERÚ** nunca dio luz verde a la contratación con HAUG, por lo que deja claro que esa fue la razón por la que no se reanudaron las actividades por decisiones del demandado. Así, indica que **PETROPERÚ** incumplió el Procedimiento y ello lo convierte en parte infiel de los Contratos; por lo que, el demandante exige que tiene derecho a la recuperación del capital invertido en las Inversiones Adicionales; que a los 30 días desde la Puerta en Servicio debían suceder tres cosas: (i) recuperación, (ii) facturación y (iii) acreditación; y, entiende, a partir de la cláusula 4.2.3 de los Contratos, que las inversiones adicionales deben realizarse de forma célere para que se mantenga el valor económico de los Contratos.

Posición del Árbitro

- 144.844. Que, la Primera Pretensión Principal de la reconvención se desarrolla bajo el supuesto en que no hayan sido considerados válidamente resueltos los contratos de los Terminales del Centro y de los Terminales del Norte el 21 de marzo de 2024.
- 144.845. Que, conforme se puede apreciar, la posición del Árbitro respecto a la Primera y Segunda Pretensión Principales de la demanda fue la de declarar infundadas las mismas; y, en consecuencia, declaro válidamente resueltos ambos contratos.

144.846. Que, en ese sentido, el Árbitro considera que **CARECE DE OBJETO** entrar a desarrollar el fondo de la pretensión, toda vez que ya existen las causales que generaron la resolución de los contratos; y, como consecuencia de ello, la relación contractual entre las partes ya se encuentra extinta.

DETERMINAR SI CORRESPONDE O NO, COMO CONSECUENCIA DE LA RESOLUCIÓN DE LOS CONTRATOS DE OPERACIÓN DE LOS TERMINALES DEL NORTE Y CENTRO, ORDENAR A TERMINALES DEL PERÚ A DEVOLVER A PETROPERÚ LOS TERMINALES DEL NORTE Y DEL CENTRO A PETROPERÚ, Y ORDENAR A TERMINALES DEL PERÚ QUE SUSCRIBA TODOS LOS CONTRATOS PARA LA TRANSICIÓN OPERATIVA DE LOS TERMINALES DEL CENTRO Y DEL NORTE CONFORME A LA CLÁUSULA 11.5.C) DE LOS CONTRATOS OPERACIÓN DE LOS TERMINALES DEL CENTRO Y DEL NORTE.

Posición del demandado

144.847. Que, **PETROPERÚ** afirma que resolvió legítimamente ambos Contratos en virtud de que se configuraron los supuestos de la cláusula 11.1 de los Contratos. Al respecto, ante la inconformidad de **TDP**, donde indicó que desconocía los efectos de dicha resolución contractual, **PETROPERÚ** no solo solicitó que se devolvieran los Terminales, sino además que se procediera conforme a la cláusula 13.12 de los Contratos en un plazo de treinta (30) días para culminar la transición.

144.848. Que, **PETROPERÚ** señala que, la falta de mantenimiento de los activos de los Terminales se hizo cada vez más preocupante, por ello, ante el incumplimiento sostenido y profundo sobre una cantidad mucho mayor a los activos intimados, es que decide proceder con la cláusula 13.12 de los Contratos.

144.849. Que, en línea con ello, la transferencia no era solo física, sino que, en base a la cláusula 11.5.c) de los Contratos, **TDP** debía cerciorarse de que todos sus contratos subsistan adecuadamente para una nueva operación; y asumir la responsabilidad post-operación con sus contratantes, pues **PETROPERÚ** o un tercero no responderían por sus operaciones.

Posición del demandante

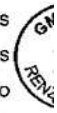
- 144.850. Que, en primer lugar, **TDP** indica que **PETROPERÚ** ha distorsionado el régimen de responsabilidad posterior a la resolución de los Contratos, ya que, realiza una mala interpretación de la cláusula 11.5.c de los Contratos. Señala que, en ninguno de los numerales de la referida cláusula se aprecia una obligación de cerciorar nada, mucho menos de asumir responsabilidad ante contratistas por hechos que sucedan después de la resolución de los Contratos, solo se establece una distribución de responsabilidad: cada operador responderá por los eventos que sucedan durante su tiempo como operador. De esa forma, **TDP** rechaza cualquier intento de usar la referida cláusula y, en general, este arbitraje para imponerle al demandante obligaciones que le corresponden al nuevo operador.
- 144.851. Que, en segundo lugar, **TDP** indica que **PETROPERÚ** omite totalmente en su pretensión que existe una multiplicidad de acciones a realizar antes de la entrega de los Terminales, en virtud de los propios Contratos.
- 144.852. Que, en base a lo anterior, según la cláusula 4.1.10 de los Contratos, el ordenado proceso de devolución de los Terminales inicia con una auditoría técnica, legal, ambiental y social, lo que incluye realizar un inventario de los bienes de los Terminales. De esa forma, este proceso permite definir con claridad qué responsabilidades deben ser asumidas por **TDP** y cuáles corresponden a **PETROPERÚ**.
- 144.853. Que, **TDP** indica que debe tomarse en cuenta que, de modo previo a dicha devolución, se debe realizar un procedimiento que asegure la clara y ordenada asignación de responsabilidades.

Posición del Árbitro

- 144.854. Que, teniendo en cuenta que la relación contractual entre las partes se encuentra extinta, conforme a los fundamentos desarrollados por el Árbitro en los considerandos precedentes, corresponde amparar la Segunda Pretensión Principal de la reconvención.
- 144.855. Que, en consecuencia, de la válida resolución efectuada por el demandado en torno a los contratos de los Terminales del Centro y del Norte, correspondería ordenar a **TDP** devolver a **PETROPERÚ** los Terminales del Norte y del Centro. Asimismo, corresponde ordenar a **TDP** que suscriba todos los contratos para la transición operativa de los Terminales del Centro y del Norte conforme a la cláusula 11.5 c) que a la letra señala:

11.5 A la terminación del Contrato:

- a) Se respetarán los derechos y obligaciones pendientes de cumplimiento que hayan sido contraídos entre las Partes con anterioridad a la terminación del Contrato.
- b) Se respetarán los derechos y obligaciones pendientes de cumplimiento que hayan sido contraídos por las Partes con terceros, con anterioridad a la terminación del Contrato en lo que no se oponga a la naturaleza del Contrato ni a las obligaciones contraídas por el Operador con el Contratante en este Contrato.
- c) En la eventualidad que el Contratante decida asumir la operación de los Terminales, directamente o a través de terceros, no responderá por las Operaciones efectuadas durante la gestión del Operador, debiendo este último suscribir todos los documentos que sean necesarios para la continuidad de las Operaciones.



DETERMINAR SI CORRESPONDE O NO DECLARAR QUE PETROPERÚ TIENE DERECHO A RECUPERAR TODAS LAS SUMAS DE DINERO QUE, POR CONCEPTO DE RECUPERO DE INVERSIONES ADICIONALES, HA PAGADO – VÍA COMPENSACIÓN – A TERMINALES DEL PERÚ A PARTIR DE LA FECHA EN QUE EL CONTRATO NORTE Y CONTRATO CENTRO HAYAN QUEDADO RESUELTOS, MÁS INTERESES LEGALES CONTADOS DESDE LA FECHA DE INTERPOSICIÓN DE LA PRESENTE RECONVENCIÓN (24 DE FEBRERO DE 2025) HASTA LA FECHA EFECTIVA DE PAGO.

Posición del demandado

144.856. Que, conforme a la cláusula 11.6 de los Contratos, **TDP** pierde el derecho a recibir monto alguno por concepto de inversiones adicionales luego del 21 de marzo de 2024. La pérdida de dicho derecho alcanza a los siguientes supuestos:

- Supuesto 1: proyectos no concluidos; es decir, proyectos en ejecución.
- Supuesto 2: las inversiones adicionales concluidas, pero no acreditadas antes de la fecha de resolución de los Contratos, esto es, 21 de marzo de 2024.
- Supuesto 3: las inversiones adicionales acreditadas de manera previa a la fecha de la resolución y que desde dicha fecha se siguen devengando cuotas a favor del Operador. Es decir, pierde todas aquellas cuotas pendientes de pago desde la fecha de la resolución de los Contratos:
- Supuesto 4 (para proyectos iniciados post-resolución): las inversiones adicionales acreditadas, bajo protesto, desde y después de la fecha de la resolución de los Contratos efectuada por Petroperú. Como se sabe, TDP quedó en posesión de los Terminales después de la resolución de los Contratos. Desde dicha fecha ha venido operándolos y acreditando inversiones, las cuales han sido aprobadas por **PETROPERÚ** bajo protesto.

- 144.857. Que, **PETROPERÚ** indica que, por mandato cautelar, ha tenido que seguir pagando a **TDP** por inversiones adicionales. Por tanto, cuando dicha medida sea levantada luego de confirmarse la resolución de los Contratos, también corresponderá que **TDP** devuelva los montos que recibió de **PETROPERÚ** como concepto por los daños causados por la inexecución del mandato cautelar.
- 144.858. Que, **PETROPERÚ** precisa que los montos a devolverse deben incluir Impuesto General a las Ventas, pues, la normativa tributaria permite emitir notas de crédito para evitar un doble beneficio, y **TDP** se equivoca al sostener que esto está prohibido para servicios prestados, ya que no existe prestación de servicios entre **TDP** y **PETROPERÚ**: se trata de una operación de reembolso. **TDP** paga a sus contratistas y **PETROPERÚ** le devuelve lo gastado, incluyendo el IGV.
- 144.859. Que, para **PETROPERÚ**, desde el inicio **TDP** conoció que cualquier «aprobación» de inversiones no era por una voluntad de querer continuar con los Contratos o con una “nueva relación jurídica”, sino únicamente por respetar el statu quo hasta que se resuelva la controversia sobre la resolución de los Contratos, que la propia contraparte viene sosteniendo.

Posición del demandante

- 144.860. Que, **TDP** indica que, **PETROPERÚ** busca utilizar una interpretación incorrecta de la cláusula 11.6 de los Contratos como sustento para su pedido, consistente en que se declare que tiene el derecho a recuperar los montos correspondientes a Inversiones Adicionales pagados con posterioridad a la supuesta resolución de los Contratos. Ante ello, el demandado demostró previamente que, dicha cláusula no genera una pérdida del derecho de recuperar Inversiones Adicionales y que, por lo tanto, tiene derecho a recuperar todas las inversiones acreditadas y/o realizadas, pero no acreditadas por razones imputables a **PETROPERÚ** de forma previa a la resolución.
- 144.861. Que, **TDP** considera que el hecho de no poder recuperar millones de dólares en Inversiones Adicionales ejecutadas durante la vigencia de los Contratos que benefician la propiedad de **PETROPERÚ**, sería darle una lectura irrazonable y en contra de la buena fe a la “sanción” de la referida cláusula. Ello, pues, más allá de ser una sanción desproporcionada, **PETROPERÚ** estaría permitiendo conductas oportunistas, ya que genera incentivos en **PETROPERÚ** para acumular millones de dólares en Inversiones Adicionales pendientes de ser canceladas y, luego, mediante una resolución forzada e ilegítima evitar pagar lo que debe.

- 144.862. Que, en ese sentido, es correcto concluir, para el demandante, que la cláusula 11.6 de los Contratos únicamente genera la pérdida de derecho a acreditar inversiones adicionales; por lo que, tendría derecho a (i) las Inversiones Adicionales acreditadas previas a la resolución, por las que **PETROPERÚ** aún debe cuotas, como (ii) las Inversiones Adicionales no acreditadas por causa imputable a **PETROPERÚ** antes de la fecha de resolución.
- 144.863. Que, aunado a ello, a entender de **TDP**, no hay justificación jurídica para la devolución pretendida por **PETROPERÚ**, ya que la cláusula 11.6 de los Contratos no incluye en ningún extremo referencia alguna al posible derecho de **PETROPERÚ** de recuperar pagos realizados por conceptos de Inversiones Adicionales, solo regula la pérdida de derechos de **TDP**, mas no crea un derecho a un recálculo o reembolso de pagos previos.
- 144.864. Que, así, el demandante indica que dichos pagos fueron realizados por **PETROPERÚ** después de la resolución de los Contratos, con base en el descuento que ella misma incorporó por iniciativa propia, en cumplimiento de la cláusula 4.2.3 de los Contratos. Por lo que considera que el demandado era consciente de que había intentado resolver los Contratos y aun así tenía el entendimiento de que tenía que pagar por las inversiones adicionales, por lo que hizo mes a mes y lo sigue haciendo a la fecha. A partir de ello, **TDP** resalta que entonces hubo un consenso de las partes, el cual establecía que sí correspondía que **TDP** siguiera recuperando cuotas por concepto de Inversiones Adicionales, después de la fecha de la resolución, la cual consideran inválida.
- 144.865. Que, sin embargo, **PETROPERÚ** pretende que se declare la devolución de todos los montos que, en su momento, se descontaron por concepto de cuotas de recupero de Inversiones Adicionales, una actitud de mala fe que considera que no debería ser aceptada. Ello, pues, el presente escenario no solo significa el recupero de las Inversiones Adicionales ya ejecutadas y acreditadas, sino que también continuaría con nuevos proyectos, los cuales serían acreditados y reembolsados por **PETROPERÚ**.
- 144.866. Que, **PETROPERÚ** ignora la existencia de la palabra «reconocimiento» dentro de la cláusula 11.6; y, ello la lleva a una interpretación errónea de dicho pacto, y a señalar que **TDP** perdería el derecho a cualquier recupero de Inversiones Adicionales, a partir del momento de la resolución por su incumplimiento.
- 144.867. Que, **TDP** menciona que ha demostrado que los descuentos cuya devolución pretende **PETROPERÚ** a través de su reconvencción fueron fruto de su propia iniciativa. Ambas partes llegaron a un consenso para que **TDP** siga ejecutando y

recuperando cuotas por concepto de Inversiones Adicionales, después de la fecha de la inválida o ineficaz resolución pretendida por **PETROPERÚ**.

- 144.868. Que, sin embargo, **PETROPERÚ**, mediante su reconvención, busca que se declare que tiene derecho a la devolución de todos los montos que, en su momento, se descontaron por concepto de cuotas de recupero de Inversiones Adicionales.
- 144.869. Que, además, **TDP** advierte que **PETROPERÚ**, alegó que el pago realizado de forma posterior a la resolución, vía compensación, por concepto de Inversiones Adicionales sería un pago indebido. No obstante, ignoró que el pago indebido, bajo derecho peruano, requiere la existencia de un error de hecho o de derecho, el cual no ha sido probado por **PETROPERÚ**.
- 144.870. Que, **TDP** ha demostrado que, no se cumplen los requisitos para la existencia de responsabilidad civil y, no existe conducta antijurídica que pueda acarrear responsabilidad por parte de **TDP**.
- 144.871. Que, precisa que incluso se considere que **PETROPERÚ** está en lo correcto y corresponde un reembolso, el monto propuesto por los expertos de FII es incorrecto, toda vez que (i) se trata de un cálculo impreciso que no identifica qué montos del recupero de Inversiones Adicionales pertenecen a cada tipo de Inversión Adicional, es decir, si corresponden a proyectos Puestos en Servicio, acreditados o no acreditados; (ii) incluye IGV, a pesar de que ello implica una doble recuperación de este monto por parte de **PETROPERÚ**; y, (iii) incluye la liquidación del mes de febrero de 2024 como parte del cálculo de los montos a reembolsar, pese a que, en dicho mes, los Contratos no habían sido resueltos.

Posición del Árbitro

- 144.872. Que, la Tercera Pretensión Principal de la reconvención versa en torno al pedido de **PETROPERÚ** para que se declare su derecho a recuperar todas las sumas de dinero que, por concepto de recupero de Inversiones Adicionales, ha pagado —vía compensación— a **TDP**, desde la fecha en que los contratos habrían sido válidamente resueltos.
- 144.873. Que, en la línea de lo solicitado por **PETROPERÚ**, es importante tener en cuenta que la posición del Árbitro en torno a las Primera y Segunda Pretensiones Principales de la demanda fue declarar válidas las resoluciones efectuadas mediante las Cartas Notariales GGRL-0498-2024 y GGRL-0499-2024 de fecha 21 de marzo de 2024, respecto de los Terminales del Centro y Terminales del Norte.

- 144.874. Que, dicha decisión se encuentra concadenada con aquella posición adoptada por el Árbitro en la Primera Pretensión Subordinada a la Primera y Segunda Pretensiones Principales, la misma que versó en torno al pedido de **TDP** de que se reconociera su derecho a recuperar las inversiones acreditadas y/o realizadas, pero no acreditadas, sin embargo, dicho pedido, como se puede observar en los considerandos precedentes, no fue reconocido por el Árbitro.
- 144.875. Que, el Colegiado considera necesario recordar cuáles fueron los fundamentos que lo llevaron a pronunciarse de dicha manera. Siendo así, es importante partir nuevamente de la relación jurídica obligacional que genera un contrato, por lo que no se puede dejar de reiterar lo señalado por el maestro De la Puente y Lavalle que tan acertadamente señala¹⁷⁹ que: «(...) el contrato por definición es un acuerdo de dos o más partes para crear, regular, modificar o extinguir una relación jurídica patrimonial, aunque en la definición no se establece, este acuerdo es el acuerdo de voluntades y debe exteriorizarse mediante la declaración respectiva.»
- 144.876. Que, ello se puede ver expresado en el artículo 1356 del Código Civil:
- «Artículo 1356.- Las disposiciones de la ley sobre contratos son supletorias de la voluntad de las partes, salvo que sean imperativas.»
- 144.877. Que, bajo esa misma línea, el artículo 1361 del Código Civil señala que la fuerza obligatoria de lo pactado en el contrato es tal que quien pretenda negar la voluntad de las partes en lo expresado en el contrato deberá probarlo:
- «Artículo 1361.- Los contratos son obligatorios en cuanto se haya expresado en ellos.
Se presume que la declaración expresada en el contrato responde a la voluntad común de las partes y quien niegue esa coincidencia debe probarla.»
- 144.878. Que, entonces, se reconoce la obligatoriedad de los contratos, toda vez que éstos nacen de la voluntad de las partes que los celebran y porque la propia ley reconoce tal obligatoriedad. Por tal razón, no resulta admisible para el ordenamiento jurídico que una de las partes, de manera unilateral, desconozca los efectos del contrato.

¹⁷⁹ DE LA PUENTE Y LAVALLE, Manuel. «*El contrato general*». Biblioteca para leer el Código Civil. Lima: Fondo Editorial de la Pontificia Universidad Católica del Perú, 1998, Tomo I, p. 43.

- 144.879. Que, como enseña Manuel de la Puente, tratándose de la institución del contrato, éste constituye un acuerdo de voluntades que obliga a las partes a ejecutar sus respectivas prestaciones de la manera pactada, pero siendo imperativa la norma que establece que los contratos deben ejecutarse según las reglas de la buena fe, razón por la cual esta norma se introduce por integración en cada contrato, tal como si fuera una estipulación del mismo. Es así como se reconoce que la buena fe en la ejecución del contrato juega un rol “completivo”, en virtud del cual, la lealtad y el deber de colaboración acrecientan las obligaciones nacidas del contrato.¹⁸⁰
- 144.880. Que, el deber de buena fe, entonces, impone a los contratantes una obligación de lealtad para con la contraparte mediante el cumplimiento de sus deberes contractuales, de forma tal que permita a la otra parte alcanzar los objetivos que buscaba satisfacer con el contrato. A todo contratante, entonces, se le imponen obligaciones activas, las cuales conducen a que su actuación bajo el contrato sea útil para la otra parte, tal como sucede con el deber de cooperar con la otra para ayudarle a alcanzar los fines de la contratación. Igualmente, se le imponen obligaciones negativas que le prohíben sacar provechos o ventajas indebidos a costa de su contraparte, que impidan o frustren el interés que ésta buscaba satisfacer con el contrato. El contenido y alcance concreto del deber de buena fe se debe determinar caso por caso, por lo que ese contenido variará, incrementando o disminuyendo su intensidad, dependiendo del tipo de contrato en cuestión y de los hechos del caso.¹⁸¹
- 144.881. Que, siendo así, se puede afirmar —como lo hace Manuel de la Puente— que, en la ejecución contractual, la buena fe es esencialmente una actitud de cooperación encaminada a cumplir de modo positivo la expectativa de la otra parte. De acuerdo con el citado autor, el hecho de que la relación jurídica creada por el contrato está compuesta de obligaciones (que pueden ser con prestaciones recíprocas, con prestaciones bilaterales autónomas o con prestación unilateral), crea entre deudor y acreedor un deber de colaboración mutua para alcanzar la finalidad buscada de la manera que convenga mejor a los intereses de ambos, sin desnaturalizar, desde luego, lo estipulado en el contrato.¹⁸²(El subrayado es nuestro)

¹⁸⁰ DE LA PUENTE Y LAVALLE, Manuel. «La fuerza de la buena fe». En: *Contratación contemporánea*. Lima: Palestra Editores, 2000, p. 284.

¹⁸¹ ANZOLA, J. Eloy. «El Deber de Buena Fe en los Contratos: ¿Puede el Franquiciante Competir con su Franquiciado?». En: http://eanzola.com/images/uploads/25-Buena_Fe_en_contratos_de_Franquicia.pdf

¹⁸² DE LA PUENTE Y LAVALLE, Manuel de la. «La fuerza de la buena fe». En: *Contratación contemporánea. Op. cit.*, p. 278.

144.882. Que, en los considerandos que anteceden, el Árbitro advirtió que la Cláusula Cuarta de los contratos señala los dos tipos de inversiones que realizará el Operador y las características de cada una de dichas inversiones.

144.883. Que, asimismo se desarrolló lo referente al recupero de la inversión realizada para aquellas designadas como Inversiones Adicionales, plasmada en la cláusula 4.2.3; y, que como bien se indicó, hace mención a las siguientes condiciones:

4.2.3. Previa acreditación, de acuerdo al Informe de la Inspección del Contratante, tanto del capital invertido por el Operador como del cumplimiento de los aspectos operativos, de las normas y requerimientos técnicos, de seguridad, ambientales y sociales del proyecto materia de la Inversión Adicional; y a partir del mes siguiente de su puesta en servicio, el Operador recuperará el capital invertido en Inversiones Adicionales, mediante un descuento en el monto que paga al Contratante cada mes calendario de acuerdo a lo establecido en el acápite 5.1.1. Este descuento será igual al cociente de dividir el monto invertido entre el menor de lo siguiente: i) número de meses faltantes para la terminación del Contrato; o ii) sesenta (60) meses.

144.884. Que, por otra parte, también se señaló el procedimiento que requería efectuar el demandante para poder obtener la acreditación de dicha inversión, procedimiento que se vio modificado mediante el numeral 4.3 de la Adenda del Procedimiento de Inversiones Adicionales, dicha modificación estableció¹⁸³:

¹⁸³ Ver Anexos C-013 y C-014 de la demanda.

A partir de la entrega del "Expediente de Acreditación I" el Contratante dispondrá de un plazo máximo de quince (15) días para dar su conformidad a la Liquidación Económica del proyecto materia de la Inversión Adicional o presentar sus observaciones, las cuales deberán incluir el valor de la Liquidación Económica no observado. Transcurrido dicho plazo, sin que el Contratante haya comunicado su conformidad u observaciones, se dará por aprobada el "Expediente de Acreditación I". Cualquiera sea el caso anterior, el Operador estará facultado a emitir la factura por el 85% del valor de la Liquidación Económica aprobada o no observada. Las eventuales observaciones podrán ser levantadas durante el proceso de aprobación del "Expediente de Acreditación II". Una vez formuladas las observaciones no se podrán presentar nuevas observaciones.



El Operador recuperará el capital invertido acreditado según el párrafo anterior, en cada proyecto de Inversión Adicional, de acuerdo a lo estipulado en el acápite 4.2.3 del Contrato de Operación y al Acta de Acuerdo para el Tratamiento Tributario y Contable vigente.

A partir de la entrega del "Expediente de Acreditación II" el Contratante dispondrá de un plazo máximo de treinta (30) días para dar conformidad a la ejecución del proyecto materia de la Inversión Adicional. Transcurrido dicho plazo, sin que el Contratante haya comunicado su aprobación, se dará por aprobada.

En caso de existir observaciones, se detendrá el conteo del plazo indicado en el párrafo anterior y se reiniciará al momento de realizada la entrega del levantamiento de observaciones correspondiente. Una vez formuladas las observaciones no se podrán presentar nuevas observaciones.

El Operador recuperará el saldo del capital invertido en cada proyecto de Inversión Adicional, aprobado con el "Expediente de Acreditación II" de acuerdo a lo estipulado en el acápite 4.2.3 del Contrato de Operación y al Acta de Acuerdo para el Tratamiento Tributario y Contable vigente."

144.885. Que, ello llevó al Árbitro a citar la Cláusula 11.6 de los contratos, la misma que a la letra indica:

11.6 La resolución del Contrato por incumplimiento del operador, conlleva para el Operador, además de la pérdida del Contrato, el que no tenga derecho a devolución alguna por los montos pagados al Contratante, ni el reconocimiento de la recuperación de las inversiones a que se refieren los acápites 4.2.3 y 4.2.4 por los montos invertidos en los Terminales.

144.886. Que, por otra parte, se puede observar, en dicha cláusula, que se señala lo relacionado con la acreditación y el pago de las inversiones adicionales (4.2.3 y 4.2.4). Ahora bien, se puede advertir que la cláusula 11.6 hace mención a la pérdida del derecho a devolución alguna (debe tenerse en cuenta que esta expresión denota la clara intención de enfatizar que no se devolverá absolutamente nada de lo que se haya entregado, pagado o acordado. Ello aunado al término «alguna» que funciona como un reforzador que anula cualquier tipo de categoría o concepto de reembolso).

144.887. Que, el Árbitro considera que es importante tener en cuenta que no solo existe esta cláusula (11.6) a modo de consecuencia ante un incumplimiento, sino que, además —como ejemplo de casos contrarios— tenemos expresadas en los contratos las

cláusulas 2.1, 11.8, 11.9 y 15.5, claro ejemplo de que el demandante no pierde el derecho a la devolución de sus inversiones en casos no imputables a este:

15.5 De resolverse el Contrato por causas de Fuerzas Mayor, el Contratante cancelará al Operador cualquier saldo pendiente con relación a las Inversiones Adicionales, así como el monto a depreciar pendiente por concepto del Compromiso de Inversión Comprometida.

11.9 De resolverse el Contrato por causas no imputables al Operador, el Contratante cancelará al Operador cualquier saldo pendiente con relación a las Inversiones Adicionales, así como el monto a depreciar pendiente por concepto del Compromiso de Inversión Comprometida.

144.888. Que, de esta manera, habiéndose establecido que ante la resolución de los contratos (21 de marzo de 2024) por causa imputable a **TDP** debía, entonces, aplicarse la Cláusula 11.6; y, como consecuencia, de la ausencia de derecho de **TDP** de recibir los montos pendientes de pago por concepto de Inversiones Adicionales, correspondería que aquellas sumas de dinero efectivamente pagadas por **PETROPERÚ** bajo dichas condiciones a **TDP** —posteriores al 21 de marzo de 2024 (fecha de resolución de los contratos)— le sean reembolsadas al demandado, en la medida en que, como ya se ha indicado, dichos pagos ya no correspondían ser efectuados.

144.889. Que, por otra parte, el Árbitro advierte que dentro de los fundamentos desarrollados por **TDP** se hace mención a la figura del enriquecimiento sin causa, de ampararse el derecho solicitado en la tercera pretensión principal de la reconvención de **PETROPERÚ**.

144.890. Que, siendo así, es necesario tener en cuenta, que la figura del enriquecimiento sin causa puede entenderse como una situación en la que una persona obtiene un beneficio económico a costa de otra sin que exista una razón jurídica que lo justifique, la consecuencia más clara de dicha situación se dará en el aumento del patrimonio de una parte versus la disminución de la contraria.

144.891. Que, siendo así, entonces debe tenerse claro que todo desplazamiento patrimonial debe tener una causa válida reconocida por el ordenamiento jurídico; en ese sentido, no se trata de cualquier enriquecimiento, sino únicamente de aquel que carece de justificación. De existir dicha figura, el Derecho otorga al perjudicado una acción para exigir la restitución de lo indebidamente recibido o la compensación correspondiente, con el fin de restablecer el equilibrio y evitar que alguien se

beneficie injustamente del patrimonio ajeno. Ello lo vemos expresado en el artículo 1954 del Código Civil, que menciona lo siguiente:

«Artículo 1954.- Acción por enriquecimiento sin causa
Aquel que se enriquece indebidamente a expensas de
otro está obligado a indemnizarlo.»

144.892. Que, por su parte, el artículo 1955 del Código Civil establece lo siguiente:

«Artículo 1955.-Improcedencia de la acción por enriquecimiento sin causa
La acción a que se refiere el artículo 1954 no es procedente cuando la persona que ha sufrido el perjuicio puede ejercitar otra acción para obtener la respectiva indemnización». (El subrayado es nuestro).

144.893. Que, por su parte podemos observar que como bien lo indica Useche Perdomo: «En nuestros tiempos la prohibición de enriquecimiento sin causa tiene aplicación en la medida en que se trata de un principio general del derecho, el cual, para algunos posee diversos alcances, ya que por un lado amplía la técnica del cuasi contrato, pudiéndose concebir también como una acción subsidiaria, pero incluyendo además la posibilidad de establecerlo como acción principal para corregir desequilibrios patrimoniales sin causa válida para mantenerlos».¹⁸⁴

144.894. Que, los requisitos por enriquecimiento sin causa que generan una *actio de in rem verso* son, a criterio de Llambías,¹⁸⁵ los siguientes:

1. Enriquecimiento del demandado.
2. Empobrecimiento del demandante.
3. Relación causal entre esos hechos.
4. Ausencia de causa justificante del enriquecimiento.
5. Carencia de otra acción útil para remediar el perjuicio.

¹⁸⁴ USECHE PERDOMO, J. (2014). «*El enriquecimiento sin causa y la responsabilidad estatal en Colombia*» [Tesis de maestría, Universidad Santo Tomás]. <http://dx.doi.org/10.15332/tg.mae.2014.00141>

¹⁸⁵ LLAMBIÁS, Jorge Joaquín. *Tratado de las obligaciones*. Buenos Aires: Perrot, 1964, tomo IV-B, p. 380.

144.895. Que, en el caso de autos, podemos observar que no se presentan los dos últimos de los requisitos, a saber: la ausencia de causa justificante y la carencia de otra acción útil para remediar el perjuicio.

144.896. Que, con respecto al último de los cinco elementos señalados, la doctrina mayoritaria sostiene que este carácter subsidiario hace referencia a que la acción *de in rem verso* sólo puede ser ejercida cuando el Derecho positivo no brinde al empobrecido otra acción específica con la cual pueda pedir el resarcimiento de los daños sufridos.

144.897. Que, según Delia Revoredo,¹⁸⁶ esta acción:

«Sólo procede cuando no es posible accionar por otro motivo, [...] ya que existen casos en los que el enriquecimiento carece de causa y respecto a los cuales cabe ejercer una acción distinta a la del enriquecimiento sin causa. El empobrecido, en estos casos, cuando dispone de otra acción, no tiene opción para elegir entre las dos precedentes».

144.898. Que, en la misma línea, Llambías afirma que:

- a) Si el empobrecido ha dejado prescribir [...] la acción específica que tuviera para obtener la reparación del perjuicio, no podrá deducir la acción resultante del enriquecimiento sin causa. [...] El empobrecido en tal situación carece de la acción por haber sido titular de otra acción eficaz para proteger su interés.
- b) Si el empobrecido no ha podido ejercer útilmente otra acción que tuviera en resguardo de su interés, por carencia de prueba documental, tampoco podrá articular la acción *in rem verso*.
- c) Si el empobrecido ha deducido sin éxito otra acción que tuviera, distinta de la *in rem verso*, no puede marginarse de esa cosa juzgada adversa, para entablar esta última acción.

¹⁸⁶ REVOREDO DE DEBAKEY, Delia (COMPILADORA). «Exposición de Motivos». Lima: Okura Editores S.A., 1985, pp. 778-779.

La razón siempre es la misma: el empobrecido carece de la acción de *in rem verso* cuando ha dispuesto de otra acción para prevenir su daño.¹⁸⁷

144.899. Que, en la doctrina del enriquecimiento sin causa, el mismo debe referirse principalmente a la «ausencia de justificación en una adquisición patrimonial; adquisición que se produce por la especial naturaleza de la ventaja (que no es recuperable, *in natura*). La justificación de las atribuciones patrimoniales es la existencia de un título válido legitimador, es decir, bien la existencia de una voluntad transmisiva, válida según los requisitos integradores previstos por el ordenamiento jurídico (negocio jurídico como causa), bien la existencia de una norma jurídica que imponga una transmisión en función de principios de justicia y seguridad (ley como causa). La falta de uno de estos dos elementos conduce a la no justificación de una ventaja.»¹⁸⁸

144.900. Que, de acuerdo con una doctrina brasileña, la ausencia de causa jurídica «es el requisito más importante para el reconocimiento del enriquecimiento sin causa. No habrá enriquecimiento sin causa cuando el hecho sea legítimo por un contrato u otro motivo previsto por la ley. Solo cuando no haya ninguno de estos dos fundamentos es que habrá ilicitud.»¹⁸⁹

144.901. Que, en ese sentido, no solo debe existir la posibilidad de una acción para remediarlo; y, que haya sido solicitado por el afectado (indemnización), sino que además debe existir ausencia de causa. En otras palabras, la causa que legitimará las adquisiciones patrimoniales será la ley o los negocios jurídicos. En el caso bajo análisis las inversiones adicionales eran parte de los acuerdos establecidos en los contratos.

144.902. Que, por otra parte, debe tenerse en cuenta que el enriquecimiento sin causa no procede cuando el propio empobrecido ha asumido voluntariamente el riesgo del resultado. En estos casos el perjuicio no puede considerarse injusto desde el punto de vista jurídico, sino que se convierte en una consecuencia propia de su decisión. En ese sentido, cuando una persona actúa en su propio interés, buscando una posible ganancia o aceptando las contingencias de una determinada situación, el eventual empobrecimiento que sufra forma parte del riesgo asumido; y, en

¹⁸⁷ LLAMBÍAS, Jorge Joaquín. *Op. cit.*, p. 397.

¹⁸⁸ ÁLVAREZ-CAPEROCHIPI, José Antonio (1993). «*El enriquecimiento sin causa*». Granada: Comares. pg. 94.

¹⁸⁹ BDINE JÚNIOR, Hamid Charaf (2010). «*Código Civil Comentado. Doutrina e Jurisprudência*». Comentario a los artículos 884, 885 y 886, Coordinador: Cezar Peluso, São Paulo: Manole, pg. 894.

consecuencia, no genera el derecho a reclamar restitución, pues la figura del enriquecimiento sin causa no está destinada a corregir pérdidas derivadas de decisiones libres o riesgos aceptados, sino únicamente aquellas situaciones en las que existe un desplazamiento patrimonial injustificado¹⁹⁰.

144.903. Que, en esa línea de desarrollo, podemos observar que López Mesa señala que: «la acción fundada sobre el enriquecimiento sin causa se admite en el caso de que el patrimonio de una persona, sin causa legítima, se haya visto incrementado en detrimento de otra persona, pero no puede tener aplicación cuando aquella ha actuado en su interés y a su riesgo y peligro.»¹⁹¹

144.904. Que, teniendo en cuenta las características de la invocada por el demandante (enriquecimiento sin causa), el Árbitro considera necesario tener presente, además, que si bien, la intención de **PETROPERÚ** al inicio fue que **TDP** se quedara en poder de los terminales, durante un posible periodo de conversaciones, como se puede observar en las Cartas GCAD-0862-2024¹⁹² y GCAD-0863-2024¹⁹³, ambas de fecha 27 de marzo de 2024:

Asunto : Controversia por Resolución del Contrato de Operación para los Terminales del Centro.

Referencia : (a) Carta GGRL-0498-2024 recepcionado 21 de marzo de 2024.
(b) Carta TP-GGR-121 / 2024 de fecha 22 de marzo de 2024.

De nuestra consideración:

Por la presente, PETROPERÚ S.A. procede a contestar la carta de la referencia (b) en los siguientes términos:

PETROPERÚ ha ejercido de manera legítima la facultad de resolver el Contrato pactada en la Cláusula 11.1 del Contrato de Operación para los Terminales del Centro, dado que el Operador no ha absuelto o subsanado los incumplimientos detectados en las cartas de requerimiento dentro del plazo contractual de sesenta (60) días, por lo que, rechazamos la imputación de un actuar de mala fe y transgredir la buena fe contractual.

Los incumplimientos detectados no son recientes ni desconocidos por su representada, toda vez que, ha implicado una serie de gestiones para su tratamiento, sin ser solucionados, lo que ha generado activar el procedimiento de la Cláusula 11.1 del Contrato, vale decir, enviar una carta de requerimiento, esperar la absolución por vuestra representada y en base a ello, adoptar la decisión de resolver el Contrato.

No obstante, PETROPERÚ no tiene ningún inconveniente en seguir teniendo reuniones con vuestra representada para atender dichos incumplimientos y explorar alternativas de solución satisfactoria para ambas partes, por lo que, nos encontramos a su disposición para ello.

Lo anterior no suspende ni limita el procedimiento de la cláusula 11.1 del Contrato ni el plazo establecido en dicho numeral que vuestra representada debe tener en consideración.

¹⁹⁰ LÓPEZ MESA, M. J. (s. f.). «El cuasicontrato y el enriquecimiento sin causa en el nuevo Código Civil y Comercial argentino». Buenos Aires. El Dial online año 2014. pg. 16.

¹⁹¹ LÓPEZ MESA, M. J. (s. f.). «El cuasicontrato y el enriquecimiento sin causa en el nuevo Código Civil y Comercial argentino». Buenos Aires. El Dial online año 2014. pg. 17.

¹⁹² Ver Anexo R-20 del demandado.

¹⁹³ Ver Anexo R-21 del demandado.

Asunto : Controversia por Resolución del Contrato de Operación para los Terminales del Norte.

Referencia : (a) Carta GGRL-0499-2024 recepcionado 21 de marzo de 2024.
(b) Carta TP-GGR-120 / 2024 de fecha 22 de marzo de 2024.

De nuestra consideración:

Por la presente, PETROPERÚ S.A. procede a contestar la carta de la referencia (b) en los siguientes términos:

PETROPERÚ ha ejercido de manera legítima la facultad de resolver el Contrato pactada en la Cláusula 11.1 del Contrato de Operación para los Terminales del Norte, dado que el Operador no ha absuelto o subsanado los incumplimientos detectados en las cartas de requerimiento dentro del plazo contractual de sesenta (60) días, por lo que, rechazamos la imputación de un actuar de mala fe y transgredir la buena fe contractual.

Los incumplimientos detectados no son recientes ni desconocidos por su representada, toda vez que, ha implicado una serie de gestiones para su tratamiento, sin ser solucionados, lo que ha generado activar el procedimiento de la Cláusula 11.1 del Contrato, vale decir, enviar una carta de requerimiento, esperar la absolución por vuestra representada y en base a ello, adoptar la decisión de resolver el Contrato.

No obstante, PETROPERÚ no tiene ningún inconveniente en seguir teniendo reuniones con vuestra representada para atender dichos incumplimientos y explorar alternativas de solución satisfactoria para ambas partes, por lo que, nos encontramos a su disposición para ello.

Lo anterior no suspende ni limita el procedimiento de la cláusula 11.1 del Contrato ni el plazo establecido en dicho numeral que vuestra representada debe tener en consideración.

144.905. Que, no es menos cierto que en el mes de noviembre de 2024 **PETROPERÚ**, mediante la Carta GGRL-1929-2024¹⁹⁴, luego de un análisis situacional de los terminales, decidió que le sean devueltos, en base a la resolución efectuada en su oportunidad:

Desde la resolución del Contrato (21 de marzo de 2024) hasta la fecha, Petroperú ha realizado un análisis más extendido y profundo de la condición de los terminales y de las acciones que su empresa viene implementando. Hemos tomado conocimiento de que la situación de falta de mantenimiento no solo se mantiene, sino que, es generalizada y recae en todos los sistemas operativos que comprenden a los terminales (recepción, almacenamiento, bombeo, despacho, entre otros), como se podrá apreciar en el Anexo 1 de esta comunicación.

Es más, estos incumplimientos no solo vienen afectando gravemente la condición de todos los bienes de propiedad de Petroperú (no solo la del sistema de almacenamiento) y generando una depreciación acelerada de estos, sino que además viene representando un riesgo importante en la operación para el medio ambiente y la seguridad, tal y como ha sido constatado por las diversas autoridades administrativas y que inclusive ha generado la imposición de diversas sanciones a su representada.

Petroperú no puede permitir la degradación acelerada de sus activos ni los riesgos operativos asociados. Por ello, mediante la presente comunicación, Petroperú les informa que, encontrándose resuelto el Contrato, asumirá la operación de los Terminales del Norte, de conformidad con lo dispuesto en la Cláusula 11.2 del Contrato.

¹⁹⁴ Ver Anexo C-005 del demandante.

- 144.906. Que, dicha comunicación llevó a **TDP** a solicitar al tribunal arbitral que le conceda una medida cautelar de no innovar; a saber, que se mantenga el *statu quo* de los contratos de los terminales hasta antes de la resolución de los mismos. Dicho pedido se efectuó con fecha 4 de diciembre de 2024. Siendo concedida por el tribunal arbitral el 19 de marzo de 2025.
- 144.907. Que, en ese sentido, tanto **TDP** como **PETROPERÚ** tenían claro que las condiciones/cláusulas de los contratos debían mantenerse intactas, entre ellas las inversiones adicionales que le correspondían realizar a **TDP**.
- 144.908. Que, siendo así, el Árbitro advierte que ni **TDP** podía incumplir con sus obligaciones ni **PETROPERÚ** podía negarle al demandante realizar las actividades que le correspondían para el mantenimiento de los terminales tal cual lo señalaban los contratos. En ese orden de ideas, ambas partes no tenían claramente establecido cuál sería la situación contractual en la que se encontrarían al finalizar el proceso arbitral.
- 144.909. Que, ante dicho escenario, el Árbitro considera que no era posible —respecto de **TDP**— considerar que las acciones que ejecutaba **PETROPERÚ** estaban generándole una confianza legítima respecto a las inversiones adicionales, cuando lo lógico era que el comportamiento del demandado estaba orientado a obedecer la medida cautelar otorgada por el tribunal arbitral, no dejando de ser la finalidad de **PETROPERÚ** que los terminales, durante dicho periodo sean correctamente administrados, conforme a lo establecido en los contratos.
- 144.910. Que, teniendo claro lo desarrollado por el Árbitro, es también necesario hacer mención al pedido de **PETROPERÚ** en torno al pago de intereses legales. Respecto a estos, el Árbitro toma en consideración que el artículo 1246 del Código Civil ha establecido que, si los contratantes no pactan el pago de un interés moratorio, el deudor se encontrará obligado al pago de un determinado tipo de interés por causa de mora, que según sea el caso, se tratará del interés compensatorio (pactado) o del interés legal. En el presente caso, no se aprecia que las partes hayan pactado algún interés moratorio o compensatorio por lo que corresponde la aplicación del interés legal.
- 144.911. Que, respecto al momento desde el cual empezaría a computarse los intereses, cabe tener presente que la Ley de Arbitraje —Decreto Legislativo N° 1071— en su Octava Disposición Complementaria ha precisado cómo debe entenderse el extremo referido a «la citación con la demanda» en los procesos arbitrales:

«OCTAVA. Mora y resolución de contrato

Para efectos de lo dispuesto en los artículos 1334 y 1428 del Código Civil, la referencia a la citación con la demanda se entenderá referida en materia arbitral a la recepción de la solicitud para someter la controversia a arbitraje.»

144.912. Que, tratándose de un proceso arbitral, es pertinente tener en cuenta que los intereses legales se computarán desde la solicitud arbitral del Demandante, hasta la fecha efectiva de pago. En torno a lo solicitado por el demandado, este se computaría desde la interposición de la reconvencción (24 de febrero de 2025), hasta la fecha efectiva de pago.

144.913. Que, en ese orden de ideas, y conforme a la interpretación literal de lo establecido en la Cláusula 11.6 de los contratos, el Árbitro considera que corresponde amparar la Tercera Pretensión Principal de la reconvencción; y, en consecuencia, se declara que **PETROPERÚ** tiene derecho al reembolso de las sumas de dinero efectivamente pagadas a **TDP** por concepto de recupero de Inversiones Adicionales efectuadas después del 21 de marzo de 2024, fecha en la que se produjo la resolución de los contratos, así como los intereses legales correspondientes desde la interposición de la reconvencción hasta la fecha efectiva de pago.

DETERMINAR SI CORRESPONDE O NO ORDENAR A TERMINALES DEL PERÚ A REEMBOLSAR A PETROPERÚ LA SUMA DE US\$ 8'842,034.00 (ACTUALIZADO A US\$ 15'594,755.00)¹⁹⁵, O EL MONTO QUE EL TRIBUNAL DISPONGA, MÁS INTERESES LEGALES Y DETRACCIÓN, POR LOS MONTOS PAGADOS POR PETROPERÚ -VÍA COMPENSACIÓN- POR CONCEPTO DE RECUPERO DE INVERSIONES ADICIONALES EN LOS TERMINALES NORTE Y CENTRO, DESDE EL 21 DE MARZO DEL 2024; O, DESDE LA FECHA EN LA QUE EL TRIBUNAL DECLARE QUE EL CONTRATO HA QUEDADO RESUELTO HASTA LA FECHA EFECTIVA DE PAGO. ESTE MONTO DEBERÁ SER INCREMENTADO Y/O ACTUALIZADO EN FUNCIÓN A LA FECHA EFECTIVA DE RESOLUCIÓN QUE SU TRIBUNAL DECLARE Y LAS CUOTAS QUE PETROPERÚ EFECTIVAMENTE PAGUE POR CONCEPTO DE INVERSIONES ADICIONALES DESDE LA RESOLUCIÓN EN ADELANTE, ACTUALIZACIÓN QUE NOS RESERVAMOS REALIZAR OPORTUNAMENTE. A ESTE SE LE DEBERÁ AGREGAR LA DETRACCIÓN.

Posición del demandado

¹⁹⁵ Ver Memorial de Réplica a la Reconvencción del demandado.

144.914. Que, **PETROPERÚ** señala que, tras la resolución practicada el 21 de marzo de 2024, TDP ha permanecido en la operación de los Terminales, lo cual ha generado que, en la práctica, el Operador continúe cobrándose las cuotas asociadas a las inversiones adicionales después de la fecha de resolución, a pesar de que el demandado argumenta que **TDP** ha perdido dicho derecho.

Posición del demandante

144.915. Que, en primer lugar, **TDP** considera que ha demostrado que (i) la cláusula 11.6 de los contratos que sirven de base a **PETROPERÚ** para su reclamo no ha sido correctamente interpretada, y (ii) que el reclamo de **PETROPERÚ** no tiene sustento jurídico.

144.916. Que, en segundo lugar, señala que el demandado no ha identificado qué montos del recupero de Inversiones Adicionales pertenecen a qué tipo de Inversión Adicional, por lo que, no explica el origen del monto, ni a qué tipo de Inversiones Adicionales corresponde, ni detalla si su ejecución o acreditación fue posterior o anterior a la supuesta resolución de los Contratos.

144.917. Que, en tercer lugar, el Informe Técnico de FTI presentado por **PETROPERÚ**, no solo es carente de datos y certeza sobre el monto reclamado, sino también está equivocado, pues incluye conceptos como: el IGV neto de detracción de las facturas emitidas a **PETROPERÚ** por Inversiones Adicionales, que en realidad no debería considerar. Así, señala que el demandado podría reclamar el coste de las inversiones adicionales que ha reembolsado vía descuentos, pero no el IGV facturado.

144.918. Que, en cuarto lugar, **TDP** considera que el cálculo de FTI también falla al detectar el periodo relevante, pues la pretensión data desde el 21 de marzo de 2024; sin embargo, el Informe de FTI empieza el cálculo desde febrero de 2024. Es decir, asume que los costes de las Inversiones Adicionales descontadas en las estimaciones a pagar de febrero y marzo de 2024 corresponden a recuperaciones en exceso de forma posterior a la resolución, cuando esta se dio recién a finales de marzo de 2024.

Posición del Árbitro

144.919. Que, la Pretensión Accesorio a la Tercera Pretensión Principal de la reconvención, por la calidad que ostenta, corre la misma suerte de la principal. En ese sentido, podemos observar que el Árbitro concluyó en la mencionada pretensión que, en

razón de la literalidad de la Cláusula 11.6 de los contratos, le corresponde la devolución de los montos efectivamente pagados posteriores a la fecha de resolución de los contratos; a saber, luego del 21 de marzo de 2024, a **TDP** por concepto de Inversiones Adicionales.

- 144.920. Que, sin embargo, la pretensión accesorio bajo análisis solicita el monto de US\$ 8'842,034.00 (actualizado al monto de US\$ 15'594,755.00 fecha de corte al 31 de julio de 2025), o el monto que el tribunal disponga, más intereses y detracción por los montos pagados por el demandado, desde el 21 de marzo de 2024, siendo que este monto tendría que ser actualizado por **PETROPERÚ** en razón de la última cuota efectivamente pagada por concepto de Inversiones Adicionales.
- 144.921. Que, en ese sentido, el Árbitro considera que corresponde analizar los medios probatorios que se han aportado durante el proceso respecto a los siguientes conceptos: (i) proyectos no concluidos, es decir, en ejecución; (ii) inversiones adicionales concluidas, pero no antes del 21 de marzo de 2024; (iii) cuotas que se siguen devengando por inversiones adicionales acreditadas; e, (iv) inversiones adicionales acreditadas, bajo protesto, desde y después de la fecha de resolución de los contratos.
- 144.922. Que, el Árbitro advierte que de los medios probatorios ofrecidos se puede observar una serie de comunicaciones vía correo electrónico desde el Anexo C-470 al C-483 de la demanda, mediante las cuales **PETROPERÚ** comunica los descuentos correspondientes a cada mes, los que incluyen las inversiones adicionales. Sin embargo, el Árbitro considera importante tener en cuenta que aquellos registros que deberán ser incluidos en el monto a devolver serían solo aquellos que figuran a partir del 22 de marzo de 2024 en adelante, por lo que, en el caso de los anexos C-470 y C-471, estos refieren a los meses de febrero y marzo, conforme se puede observar a continuación:

RV: Descuentos mensual - Febrero 2024 - Contratos de Operación Norte - Centro

Adriana Figueroa
Para: Elizabeth Choque Faustino

Reponer Reponer a todos Responder

Lun 25/03/2024 11:44

A: Descuentos Febrero 2024...
476 KB

De: Heydy Kateryn Olaya Medina <holaya@petroperu.com.pe>
Enviado el: jueves, 21 de marzo de 2024 19:48
Para: Adriana Figueroa <figueroa@tdp.com.pe>
CC: Victor Raul Diaz Rocha <vdiazr@petroperu.com.pe>, Cecilia Ines Centurion Sanchez <ccenturion@petroperu.com.pe>, Carlos Ollero Vilchez <collero@tdp.com.pe>
Asunto: Descuentos mensual - Febrero 2024 - Contratos de Operación Norte - Centro

PRECAUCIÓN: Este mensaje se originó fuera de la organización. No haga clic en enlaces ni abra archivos adjuntos a menos que reconozca al remitente y sepa que el contenido es seguro.

Buenas tardes,

Mediante el presente, adjuntamos los descuentos mensuales de los Contratos de Operación del Norte y Centro correspondiente al mes de **Febrero 2024**. Al respecto solicitamos la verificación y la emisión de la conformidad en el menor tiempo posible. De haber alguna consulta, favor indicarnos.

Saludos

RE: DESCUENTO MENSUAL_MARZO2024_Contratos de Operación_Norte y Centro

Cecilia Ines Centurion Sanchez <ccenturion@petroperu.com.pe>
Para: Diego Ignacio Ferranti
CC: Franklin Muñoz Junco; Carlos Ollero Vilchez; y 4 más

Vie 26/04/2024 10:20

Reenvió este mensaje el Vie 26/04/2024 12:52. Ver conversación

A: Descuentos Marzo 2024.xls
472 KB

GDIS-0313-2024 Inicio de re...
287 KB

2 archivos adjuntos (759 KB) Guardar todo en OneDrive - CreaTuDominio Guardar todos los datos adjuntos

PRECAUCIÓN: Este mensaje se originó fuera de la organización. No haga clic en enlaces ni abra archivos adjuntos a menos que reconozca al remitente y sepa que el contenido es seguro.

Estimado Diego,

Los cálculos se han determinado según lo indicado en la Carta adjunta, se mantiene el resultado:

SALDO PENDIENTE			
DESCRIPCIÓN	NORTE	CENTRO	
CUOTA	=	=	
IGV	=	=	
TOTAL	=	=	

SALDO A FAVOR DE PP			
DESCRIPCIÓN	NORTE	CENTRO	TOTAL
SALDO A FAVOR DE PP	184,715.64	481,089.94	665,805.58
TOTAL	184,715.64	481,089.94	665,805.58

Favor de proceder con el respectivo pago del FEE.
Saludos cordiales.

144.923. Que, en ese sentido, se puede observar que a partir del Anexo C-472 al C-483 los correos remitidos por **PETROPERÚ** corresponden a los descuentos por Inversiones Adicionales desde abril del 2024 a marzo del 2025:

Cálculo de descuento de Inversiones Adicionales - Periodo - Marzo 2025

Heydy Kateryn Olaya Medina <holaya@petroperu.com.pe>
Para: O Adriana Figueroa
CC: O Diego Ignacio Ferranti; O Franklin Muñoz Junco; O Elizabeth Choque Faustino; y 3 más
Mié 23/04/2025 13:53

Respondió el Jue 24/04/2025 16:13. [Ver conversación](#)

c. Descuentos Marzo 2025.xlsx
191 KB

PRECAUCIÓN: Este mensaje se originó fuera de la organización. No haga clic en enlaces ni abra archivos adjuntos a menos que reconozca al remitente y sepa que el contenido es seguro.

Estimada Adriana,

Buenas tardes,

Se adjunta el cálculo de descuento de las inversiones adicionales, correspondiente al periodo marzo 2025, con un saldo a favor de PETROPERÚ de USD 881,927.32, por lo que agradeceremos remitir el comprobante del abono.

Quedo atenta.

Saludos cordiales.

144.924. Que, por otra parte, el Árbitro ha observado que PETROPERÚ acreditó las inversiones adicionales (luego de la resolución de los contratos) bajo protesto, en la medida en que para PETROPERÚ los contratos ya no tenían validez alguna; sin embargo, al existir una medida cautelar de no innovar, se encontraban obligadas ambas partes a continuar con las actividades establecidas en los contratos. Así podemos observar, a modo de ejemplo, la Carta n.º GSEI-1188-2024, de fecha 30 de julio de 2024, la Carta n.º GSEI-1239-2024 de fecha 8 de agosto de 2024¹⁹⁶:

¹⁹⁶ Ver anexos R-128, R-129, R-130, R-133 del demandado y anexos C-247, C-246, C-248 del demandante.

En atención a su carta de la referencia (e) y en cumplimiento del proceso de la etapa de acreditación, establecido en el procedimiento de ejecución de inversiones adicionales y comprometidas de los Terminales del Norte y Centro, otorgamos nuestra conformidad al Expediente de acreditación II de la Inversión Adicional "Adecuación Tanque 1 (12 KBLS) a DS 017-2013 – Terminal Chimbote", por el monto de US\$ 218,834.85 + IGV.

La recuperación del monto invertido se realizará aplicando la cláusula 4.2 del referido Contrato de Operación para los Terminales del Centro; y el procedimiento establecido en el Acta de Acuerdo para el Tratamiento Tributario y Contable del Pago por Inversiones Adicionales en los Terminales del Norte y del Centro de Propiedad de PETROPERU S.A.

Asimismo, manifestamos que PETROPERU validó todos los montos que cuenten con el sustento documentario correspondiente, los mismos que se encuentran en el expediente de acreditación presentado, así como en sus respectivos levantamientos de observaciones.

Resumen de acreditación a la fecha:

• Aprobación de Acta de Puesta en Servicio	: 08.08.2023
• Aprobación de Exp. Acred. I	: 31.08.2023
• Presentación de Exp. Acred. II	: 02.04.2024
• Emisión de observaciones al Exp. Acred. II	: 18.04.2024
• Levantamiento de Observaciones	: 21.06.2024
• Comentarios al levantamiento de Obs.	: 12.07.2024
• Levantamiento de observaciones	: 17.07.2024
• Aprobación de Exp. Acred. II	: 30.07.2024

r, Enrique Canaval Moreyra 150, Lima 27 - Perú
Central telefónica: (511) 614-5000
Portal empresarial: www.petroperu.com.pe



/petroperu



@petroperu_sa



/canalpetroperu



petroperu

Hacemos propicia la oportunidad para recordarles que los Contratos de Operación de los Terminales Norte y Centro se encuentran resueltos desde el 21 de marzo de 2024. En ese sentido, el envío de la presente comunicación se realiza bajo protesta y sin perjuicio del ejercicio de nuestros derechos contractuales y legales.

Url: <https://portal.petroperu.com.pe/Consulta/Compendio>
Nro. Documento: 05
Clave: 21618560

En atención a su carta de la referencia (e) y en cumplimiento del proceso de la etapa de acreditación, establecido en el procedimiento de ejecución de inversiones adicionales y comprometidas de los Terminales del Norte y Centro, otorgamos nuestra conformidad al Expediente de acreditación II de la Inversión Adicional "Monitoreo para la Operación de Recepción con Interfases Secas - Terminal Chimbote", por el monto de US\$ 192,201.12 + IGV.

La recuperación del monto invertido se realizará aplicando la cláusula 4.2 del referido Contrato de Operación para los Terminales del Centro; y el procedimiento establecido en el Acta de Acuerdo para el Tratamiento Tributario y Contable del Pago por Inversiones Adicionales en los Terminales del Norte y del Centro de Propiedad de PETROPERU S.A.

Asimismo, manifestamos que PETROPERU validó todos los montos que cuenten con el sustento documentario correspondiente, los mismos que se encuentran en el expediente de acreditación presentado, así como en sus respectivos levantamientos de observaciones.

Oficina Principal
Av. Enrique Canaval Moreyra 150, Lima 27 - Perú
Central telefónica: (511) 614-5000
Portal empresarial: www.petroperu.com.pe



/petroperu



@petroperu_sa



/canalpetroperu



petroperu

Resumen de acreditación a la fecha:

• Acta de Puesta en Servicio	: 24.10.2020
• Aprobación de Exp. Acred. I	: 12.11.2020
• Presentación de Exp. Acred. II	: 07.06.2021
• Emisión de observaciones al Exp. Acred. II	: 02.08.2021
• Levantamiento de Observaciones	: 19.10.2021
• Comentarios al levantamiento de Obs.	: 26.10.2021
• Levantamiento de Observaciones	: 22.12.2022
• Comentarios al levantamiento de Obs.	: 06.01.2023
• Levantamiento de Observaciones	: 21.06.2023
• Comentarios al levantamiento de Obs.	: 23.07.2023
• Levantamiento de Observaciones	: 03.11.2023
• Comentarios al levantamiento de Obs.	: 21.11.2023
• Levantamiento de Observaciones	: 08.05.2024
• Comentarios al levantamiento de Obs.	: 10.05.2024
• Levantamiento de Observaciones	: 03.06.2024
• Comentarios al levantamiento de Obs.	: 11.07.2024
• Levantamiento de Observaciones	: 12.07.2024
• Comentarios al levantamiento de Obs.	: 22.07.2024
• Levantamiento de observaciones	: 30.07.2024
• Aprobación de Exp. Acred. II	: 08.08.2024

Hacemos propicia la oportunidad para recordarles que los Contratos de Operación de los Terminales Norte y Centro se encuentran resueltos desde el 21 de marzo de 2024. En ese sentido, el envío de la presente comunicación se realiza bajo protesta y sin perjuicio del ejercicio de nuestros derechos contractuales y legales.

144.925. Que, de la misma forma se puede observar que el demandante no se encontraba conforme con la forma de cobro que había adoptado **PETROPERÚ**, conforme a

lo establecido en el contrato, por lo que se puede apreciar que **TDP** también efectuó los pagos señalados por el demandado bajo protesto¹⁹⁷:

SALDO PENDIENTE POR APLICAR		
	NORTE	CENTRO
CUOTA	571,360.51	-
IGV	-31,176.10	-
TOTAL	602,536.61	-

SALDO PENDIENTE POR PAGAR		
	NORTE	CENTRO
CUOTA	-	229,780.87
IGV	-	33,483.06
TOTAL	-	263,263.92

Sin embargo, aplicando la nueva y errónea metodología impuesta por Petroperú, correspondería realizar el pago de los montos indicados en el cuadro a continuación:

SALDO A FAVOR DE PP			
DESCRIPCIÓN	NORTE	CENTRO	TOTAL
SALDO A FAVOR DE PP	371,546.05	551,332.44	922,878.49
TOTAL	371,546.05	551,332.44	922,878.49

Este pago se ha realizado BAJO PROTESTO como lo hemos indicado anteriormente. De esta manera, la diferencia entre lo que deberíamos haber descontado y lo que hemos descontado realmente, acumulada desde el cambio unilateral de Petroperú a la metodología de cálculo, asciende a USD 1,262,171.19; sin considerar (en las acreditaciones anteriores a nuestra comunicación) las discrepancias mencionadas en los meses previos, respecto del error de cálculo que se viene arrastrando, mediante el cual, la recuperación no se realiza a partir del mes siguiente sino desde el mes subsecuente a la puesta en servicio (discrepancias expresadas en todas las comunicaciones en las cuales les informamos del pago de la tarifa desde el mes de setiembre del 2023 hasta la fecha).

El presente pago bajo protesto se fundamenta en que Petroperú pretende modificar arbitraria y unilateralmente los Contratos de Operación, cambiando la metodología para la recuperación de las inversiones conforme lo hemos indicado en nuestra carta de la referencia b), la misma que aún no cuenta con respuesta.

En ese sentido, en línea con la buena fe contractual, los exhortamos a respetar la metodología de recuperación de inversiones adicionales existente, hasta que se resuelva nuestra discrepancia, mediante el mecanismo de solución de controversias establecido en los referidos Contratos de Operación.

Señores:
PETROPERÚ S.A.
Av. Enrique Canaval y Moreyra N°150
San Isidro
Presente.-

Atención:
Sr. Carlos Arrúe Chávez
Gerente Servicios No Industriales e Ingeniería

Asunto: Pago BAJO PROTESTO de facturas FEE – Agosto 2024
Error en el inicio del descuento de las Inversiones Adicionales Acreditadas.

Referencia: Cartas:
a) GSEI-1478-2024 del 20.09.2024 recibida el 23.09.2024 y GSEI-1496-2024 del 25.09.2024
b) TP-GGR-110-2024 del 14.03.2024
c) GDIS-0313-2024 del 27.02.2024.

De nuestra mayor consideración:

Por medio de la presente, en atención a vuestra carta de la referencia a), donde solicitan el pago de la factura por la Liquidación Detallada Barriles Despachados – agosto 2024 correspondientes a los Contratos de Operación para los Terminales del Norte y Centro, con Factura N° FE00-00006794 y Factura FE00-00006804 respectivamente hacemos de su conocimiento que hemos procedido a realizar el PAGO BAJO PROTESTO por el monto de USD 901,953.72.

144.926. Que, siendo así, queda claro que tanto **PETROPERÚ** como **TDP** no se encontraban satisfechos con los aspectos relacionados a las inversiones adicionales, siendo en el caso del demandado la acreditación de inversiones fuera de un plazo que, para él, ya no correspondía y, para **TDP** lo relativo a la forma en la que estaban siendo distribuidas las cuotas de las inversiones adicionales.

¹⁹⁷ Ver anexo C-466, C-467 de la demanda.

144.927. Que, teniendo en cuenta que **TDP** perdió el derecho a recuperar (mediante las cuotas establecidas) las inversiones adicionales efectuadas luego de la fecha de resolución del contrato; a saber, a partir del 21 de marzo de 2024 al 30 de noviembre de 2024, FTI establece un cuadro en su Informe de Experto por un monto inicial de US\$ 8'842,034.00:

Resumen de la Liquidación por Inversiones Adicionales Concluidas (FTI)															
Mes estimación Importe a Pagar a Proponente	sep-2023	oct-2023	nov-2023	dic-2023	ene-2024	feb-2024	mar-2024	abr-2024	may-2024	jun-2024	jul-2024	ago-2024	sep-2024	oct-2024	Total
Mes estimación	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Pagos a Proponente Efectivos	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Exceso de Pagos por Inv. Adic. Concluidas Previsión FTI	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Exceso de Pagos por Inv. Adic. Concluidas Previsión FTI (Factor Proponente)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Exceso de Pagos por Inv. Adic. Concluidas Previsión FTI (Pagos)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Monto a capitalizar hasta 30 de noviembre de 2024	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Costo de capital	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Liquidación por Inversiones Adicionales Concluidas	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
BACC															
Tarifa a Pagar en Declaración															
Tarifa a Pagar en Declaración - Pagos Proponente Efectivos															
Resultado Tarifa a Pagar en Declaración - Pagos Proponente Efectivos - Exceso de Pagos por Inv. Adic. Concluidas Previsión FTI															
Actualización a fecha estimación de Liquidación															
Liquidación por Inversiones Adicionales Concluidas															

2. Cálculo A&M

Resumen de la Liquidación por Inversiones Adicionales Concluidas (A&M)															
Mes estimación Importe a Pagar a Proponente	sep-2023	oct-2023	nov-2023	dic-2023	ene-2024	feb-2024	mar-2024	abr-2024	may-2024	jun-2024	jul-2024	ago-2024	sep-2024	oct-2024	Total
Mes estimación	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Pagos a Proponente Efectivos	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Pagos a Proponente conculados A&M	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Exceso de Pagos por Inv. Adic. Concluidas	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Monto a capitalizar hasta 30 de noviembre de 2024	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Costo de capital	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Liquidación por Inversiones Adicionales Concluidas	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
BACC															
Tarifa a Pagar en Declaración															
Tarifa a Pagar en Declaración - Pagos Proponente Efectivos															
Resultado Tarifa a Pagar en Declaración - Pagos Proponente Efectivos - Exceso de Pagos por Inv. Adic. Concluidas Previsión FTI															
Actualización a fecha estimación de Liquidación															
Liquidación por Inversiones Adicionales Concluidas															

144.928. Que, dicho monto fue objetado por el demandante mediante el Tercer Informe Económico de A&M, el mismo que señaló que los montos no eran correctos en la medida en que aplicaba nuevamente el IGV y que, además, consideraba el mes de febrero e inicios de marzo de 2024, lo que generaba un resultado inexacto de US\$ 935,632.00 respecto a la aplicación del IGV y de US\$ 1'454,889.00 en razón de incluir el mes de febrero e inicios de marzo de 2024:

Cuadro 9. IGV neto de detracción descontado por Inversiones Adicionales que se comenzaron a descontar en las Estimaciones del Importe a Pagar a PP de febrero de 2024 a octubre de 2024 (cifras expresadas en USD)

	IGV Descontado	Detracción IGV Descontado	IGV neto detracción descontado
Estimación del Importe a Pagar a PP	(a)	(b)	(a)-(b)
Febrero 2024	230.048	60.324	169.724
Marzo 2024	91.799	24.072	67.727
Abril 2024	66.742	17.501	49.240
Mayo 2024	176.619	46.313	130.305
Junio 2024	72.726	19.070	53.656
Julio 2024	39.390	10.329	29.061
Agosto 2024	48.194	12.637	35.556
Septiembre 2024	492.231	129.074	363.157
Octubre 2024	50.427	13.223	37.204
Total	1.268.176	332.544	935.632

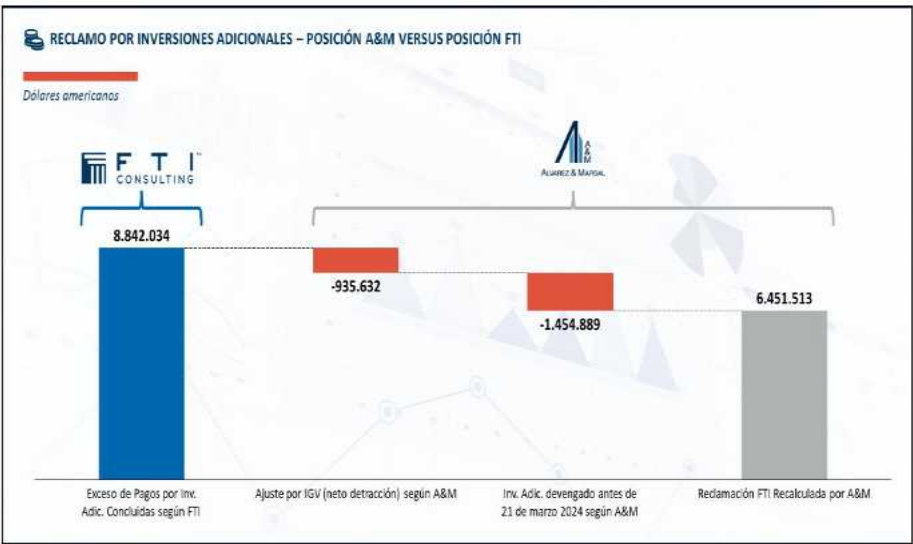
Fuente: Estimación del Importe a Pagar a PP febrero a octubre de 2024 (Anexo Excel 1, pestaña Febrero 2024 ef. a Octubre 2024 ef. del Primer Informe Económico de A&M)

Cuadro 10. Inversiones Adicionales descontadas antes del 21 de marzo de 2024 que según el Informe de FTI suponen un exceso de recuperación en un escenario de resolución de los contratos de operación en dicha fecha (cifras expresadas en USD)

	<u>Importe</u>
Inversiones Adicionales descontadas en Estim. Imp. a Pagar a PP febrero 2024 (a)	863.925
Parte proporcional a 21 días de las Inversiones Adicionales descontadas en Estim. Imp. a pagar a PP marzo 2024 (872.376x21/31) (b)	<u>590.964</u>
Total (a) + (b)	1.454.889

Fuente: Estimación del Importe a Pagar a PP febrero 2024 y marzo 2024 (Anexo Excel 1, pestaña Febrero 2024 ef. y Marzo 2024 ef. del Primer Informe Económico de A&M)

144.929. Que, siendo así FTI, en su Tercer Informe demuestra cómo se vería afectado el monto inicialmente analizado con el establecido por A&M:

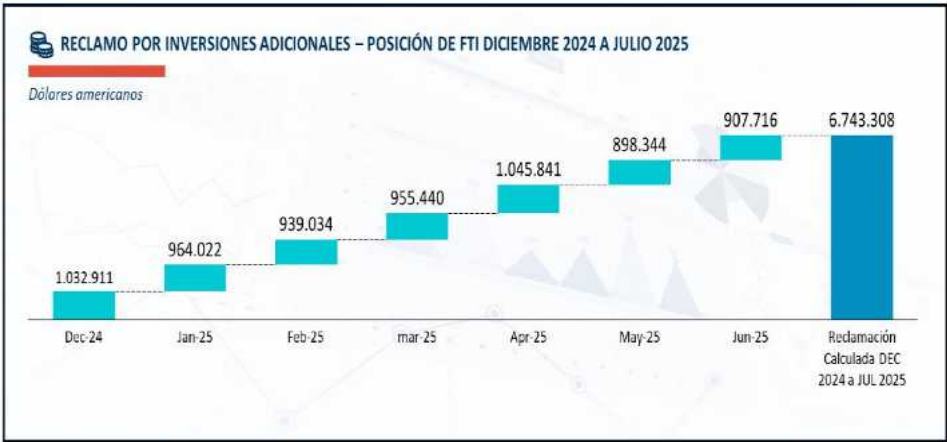


144.930. Que, el Árbitro tiene en cuenta que respecto al IGV este sí debería estar incluido en la devolución de los montos por concepto de inversión adicional, dicha devolución debe realizarse, a efectos de anular correctamente la operación original. Para formalizarlo, se debe emitir una nota de crédito que anule la factura original, lo cual ajusta el débito fiscal (ventas) y el crédito fiscal (compras).

144.931. Que, en ese sentido, este Colegiado no coincide con lo señalado por A&M, en tanto que, efectuada la nota de crédito en mención, no se generaría el doble beneficio mencionado. Por otra parte, se puede observar que en cuanto a los montos incluidos; a saber febrero de 2024 y días de marzo de 2024, este Colegiado tampoco coincide con la posición de A&M, en torno a desagregar el monto correspondiente al mes de marzo en el costo por día, toda vez que dicha formula no es la aplicada en los contratos de los terminales; sin embargo si coincide en el análisis del cobro irregular del mes de febrero, el mismo que aunque se haya realizado en el mes de

marzo era un concepto que pertenece al periodo de febrero de 2024, siendo así, este Árbitro considera que si debería descontarse la suma de US\$ 863.925 al monto de US\$ 8'842,034.00, dando un total, hasta este momento de US\$ 8'841,170.07 que incluye el mes de noviembre de 2024.

144.932. Que, siguiendo con el análisis, el Árbitro advierte que FTI actualiza el monto partiendo desde el mes de diciembre de 2024 hasta julio de 2025, ello con base en los anexos consignados en el presente informe, compuesto por las cartas bajo protesto emitidas por **TDP** respecto a los montos establecidos por **PETROPERÚ** (FTI-112) y de las facturas remitidas (FTI-115):



Señores:
PETROPERÚ S.A.
Av. Enrique Canaval y Moreyra N°150
San Isidro
Presente.-

Telefax
(511) 613

Atención:
Sr. Carlos Arrúe Chávez
Gerente Servicios No Industriales e Ingeniería

Asunto: **Pago BAJO PROTESTO de facturas FEE – Noviembre 2024**
Error en el inicio del descuento de las Inversiones Adicionales Acreditadas.

Referencia: Cartas:
a) GSEI-1903-2024 del 23.12.2024 y GSEI-1910-2024 del 26.12.2024
b) TP-GGR-110-2024 del 14.03.2024
c) GDIS-0313-2024 del 27.02.2024.

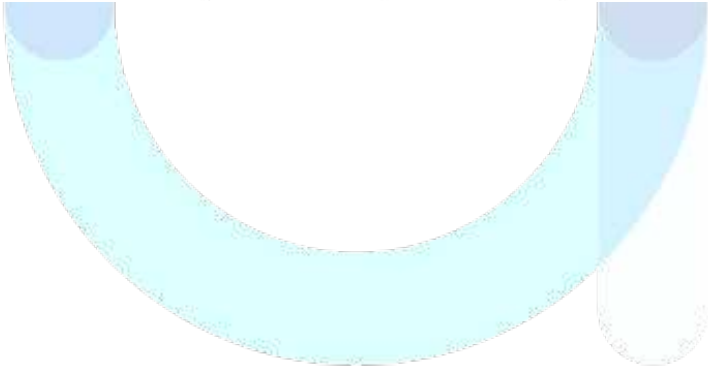
De nuestra mayor consideración:

Por medio de la presente y en atención a vuestras cartas de la referencia a), donde solicitan el pago de la factura por la Liquidación Detallada Barriles Despachados – noviembre 2024 correspondientes a los Contratos de Operación para los Terminales del Norte y Centro, con Factura N° FE00-00007002 y Factura FE00-00006998 respectivamente hacemos de su conocimiento que hemos procedido a realizar el **PAGO BAJO PROTESTO** por el monto de **USD 764,916.22**.

El referido monto se calculó por el criterio que ha sido impuesto por ustedes de manera unilateral, en contra de lo establecido en los Contratos y la ejecución de estos desde el 2014, y sin atender a nuestras múltiples solicitudes de solucionar la controversia antes de tomar este tipo de acciones.

Conforme al cálculo que se venía aplicando conjuntamente desde el 2014, tanto por el Contrato Centro como por el Contrato Norte no debería existir pago por quedar aun saldo a favor de Terminales del Perú.

SALDO PENDIENTE POR APLICAR		
	NORTE	CENTRO
CUOTA	-635,853.05	-79,652.09
IGV	29,493.66	-12,102.83
TOTAL	-606,359.40	-91,754.92



GSEI-0708-2025

San Isidro, 24 de abril de 2025

Señor
Franklin Muñoz Junco
Gerente General
TERMINALES DEL PERÚ
Av. Néstor Gambetta N° 1265 – Urbanización La Chalaca
Callao

Asunto : Liquidación Detallada Barriles Despachados - marzo 2025

De nuestra consideración:

Por la presente, alcanzamos la representación impresa de las facturas electrónicas emitidas el 23.04.2025, por los cálculos de los volúmenes (barriles) despachados – marzo 2025, a fin de dar cumplimiento al numeral 5.1.4 de los Contratos de Operación para los Terminales del Centro y del Norte.

Dichas facturas podrán ser consultadas en la página web [www.petroperu.com.pe](http://petroperu.com.pe)
<http://petroperu.com.pe/ecomprobantes.pe/petroperu/Formularios/fmAutenticacionEstandar.aspx>.

Factura Electrónica N°	Fecha Emisión	Concepto	Monto USD (incluido IGV)	Terminales
FE00-00007262	23/04/2025	Tarifa barril despachado	1,097,612.74	Terminal Norte
FE00-00007263	23/04/2025	Tarifa barril despachado	990,304.17	Terminal Centro

Debemos indicar que nos reservamos el derecho de continuar con la revisión documentaria y/o efectuar un reclamo posterior, toda vez que la información proporcionada contenía pendientes; respecto a lo remitido vía Aconex el 07.03.2025, según se comunicó en los correos de Aconex N° PPPS-GNC-000560, PPPS-GNC-000561, PPPS-GNC-000562, PPPS-GNC-000563 y PPPS-GNC-000564 del 15.03.2025 y 16.03.2025 respectivamente.

Finalmente, hacemos propicia la oportunidad para recordarles que los Contratos de Operación de los Terminales Norte y Centro se encuentran resueltos desde el 21 de marzo de 2024. En ese sentido, el envío de la presente comunicación se realiza bajo protesta y sin perjuicio del ejercicio de nuestros derechos contractuales y legales.

e/ConsultaCorrespondencia
Nro. Documento: GSEI-0708-2025

- 144.933. Que, el Árbitro conforme a lo señalado en los párrafos precedentes, considera que si bien FTI indica el monto de US\$ 15'594,755.00, ya se ha explicado que no debería considerar el monto del mes de febrero por no ser parte del inicio de la fecha de resolución de los contratos, por lo que la suma de US\$ 8'841,170.07 más US\$ 6'743,308.00 haría un total de US\$ 15'584,478.07 hasta julio de 2025.
- 144.934. Que, en ese orden de ideas, este Árbitro considera que corresponde amparar en parte la Pretensión Accesorio a la Tercera Pretensión Principal; y, en consecuencia se ordena a **TDP** reembolsar a **PETROPERÚ** la suma de US\$ 15'584,478.07 correspondiente hasta julio de 2025, más los intereses legales y detracción —vía compensación— por concepto de recupero de Inversiones Adicionales de los Terminales del Norte y Centro, desde el 21 de marzo de 2024 hasta la fecha efectiva del pago, monto que, de ser necesario, deberá ser actualizado en función a las cuotas que **PETROPERÚ** efectivamente pague por dicho concepto.

DETERMINAR SI CORRESPONDE O NO QUE EL TRIBUNAL ARBITRAL RESUELVAN LA OBLIGACIÓN A CARGO DE TERMINALES DEL PERÚ ASOCIADA AL DESARROLLO DE LOS PROYECTOS DE INVERSIÓN ADICIONAL “CONSTRUCCIÓN DE TANQUES DE ALMACENAMIENTO NORTE – TERMINALES SUPE, SALAVERRY Y ETEN – 330KBLS” DE CÓDIGOS DE PROYECTO 2A8001, 4A8001, 4A8002, 5A8001 Y 5A8002, POR HABER SUFRIDO LOS BIENES DE DICHO PROYECTO UN DETERIORO, POR CAUSA IMPUTABLE A TERMINALES DEL PERÚ, Y QUE, EN CONSECUENCIA, SE DECLARE QUE PETROPERÚ NO LE ADEUDA A TERMINALES DEL PERÚ LA SUMA DE US\$ 4’450,061.00 POR LOS PROYECTOS DE INVERSIÓN ADICIONAL “CONSTRUCCIÓN DE TANQUES DE ALMACENAMIENTO NORTE – TERMINALES SUPE, SALAVERRY Y ETEN – 330KBLS” DE CÓDIGOS DE PROYECTO 2A8001, 4A8001, 4A8002, 5A8001 Y 5A8002, NI TAMPOCO LA SUMA DE US\$ 2’210,845.00 POR LA SUPUESTA FALTA DE REEMBOLSO OPORTUNO DEL ASOCIADO A LA REFERIDA INVERSIÓN ADICIONAL.

Posición del demandado

- 144.935. Que, señala **PETROPERÚ** que el Proyecto Ampliación Norte consistió en la construcción y entrega de 5 tanques para los Terminales del Norte. En ese sentido, inicialmente se contrató a la empresa Felguera IHI S.A. para la ejecución del proyecto, quien se obligó frente a **TDP** a construir 3 tanques de 90 MB de capacidad y 2 tanques de 30 MB de capacidad, a cambio de una contraprestación de US 12’956,932.57.
- 144.936. Que, luego de ello, a entender de **PETROPERÚ**, las partes decidieron resolver el contrato que habían suscrito mediante una transacción extrajudicial celebrada el 14 de diciembre de 2017. A dicha fecha, el avance del proyecto no superaba ni el 40% del total; por lo que, indica que Felguera habría construido solo parte de los 2 tanques en el Terminal Eten.
- 144.937. Que, los tanques a los que **TDP** se obligó a construir y entregar a **PETROPERÚ** se encuentran gravemente deteriorados. **PETROPERÚ** indica que ha demostrado que este deterioro se debe a la falta de mantenimiento constante, oportuno y suficiente por parte de **TDP**. Por lo que, **PETROPERÚ** considera tener el derecho a resolver la obligación de **TDP** y liberarse de pagar la contraprestación.
- 144.938. Que, bajo la postura de **PETROPERÚ**, desde diciembre de 2017 cuando se resolvió el contrato con Felguera, **TDP** dejó en total abandono los tanques que habían sido construidos a medias. Dicho deterioro fue comprobado 8 meses después mediante el Informe Técnico de fecha 22 de agosto de 2018, en el que se realizó una inspección visual de la estructura de los tanques, concluyéndose un grado de corrosión elevado.

- 144.939. Que, señala **PETROPERÚ**, en el 2021, casi 3 años después de la inspección y de su primer pedido de acreditación, se volvió a realizar una inspección visual, donde se constató nuevamente el estado deplorable y descuidado de los tanques. Por lo que, según el Procedimiento de Inversiones Adicionales, al **TDP** ser el único y principal responsable de toda la ejecución de estas inversiones, tiene la obligación de conservarlo y mantenerlo hasta su entrega. Y, en caso de que la inversión se deteriore o pierda por culpa de **TDP**, este asume el riesgo; y, en consecuencia, se extinguirá su derecho a recibir la contraprestación si el acreedor opta por resolver la obligación.
- 144.940. Que, para **PETROPERÚ**, la situación no solo no ha mejorado, sino que ha empeorado, debido a que, con fecha 24 de febrero de 2025, los tanques TK22 y TK23 continúan sin mantenimiento alguno, deteriorándose rápidamente.
- 144.941. Que, ante ello, **PETROPERÚ** señala que lo que sostiene **TDP** es que se declare que tiene derecho a descontar 4.5 millones de dólares por activos que están completamente deteriorados por la falta de mantenimiento.
- 144.942. Que, en ese sentido, **PETROPERÚ** considera que no corresponde el pago de los costos asociados a los trabajos constructivos, a los otros trabajos y al costo de ese capital. Primero, sobre los costos asociados a los trabajos constructivos, considera que **TDP** era el único y principal responsable de toda la ejecución de estas inversiones adicionales, como lo dispone el numeral 4.1. En atención a ello, señala que **TDP** es quien responde por las inversiones adicionales, sin perjuicio de la distribución de riesgos que este haya realizado con su contratista.
- 144.943. Que, en atención a ello, **PETROPERÚ** aplica el artículo 1138 del Código Civil, donde se advierte una serie de reglas frente al deterioro o pérdida de los bienes objeto de una obligación de dar, previos a su entrega. Así, para el supuesto en el que el bien materia de la obligación se deteriore o pierda por culpa del deudor, este es quien sufre las consecuencias de esta pérdida o deterioro, quedando expuesto a la resolución de la obligación si el acreedor así lo considera.
- 144.944. Que, a entender de **PETROPERÚ**, **TDP** dejaría de ser responsable y asumiría el riesgo de la pérdida o deterioro del bien durante la implementación de la inversión adicional hasta, por lo menos, el momento de la acreditación ante el demandado. No obstante, además de un acuerdo de inversión dentro de los Contratos, mantienen otras obligaciones, que tienen como objeto, la obligación por parte de **TDP** de dar un adecuado y constante mantenimiento a los activos de los Terminales. Es decir, según **PETROPERÚ**, aun cuando se acredite la inversión ejecutada por **TDP**, de todas maneras, debía seguir dando mantenimiento a las

inversiones, pues estas, una vez acreditadas, pasan a ser activos de los Terminales cubiertos bajo el alcance del acuerdo general de los Contratos.

144.945. Que, **PETROPERÚ** indica que **TDP** presentó su expediente de acreditación en diciembre de 2018, es decir, que a la fecha de “entrega” de estas inversiones a **PETROPERÚ**, la condición de los bienes era de deterioro grave, generado por la falta de mantenimiento por parte de **TDP**. Ante ello, considera que, al ser el deterioro por culpa de **TDP**, corresponde aplicar la consecuencia del artículo 1138 del Código Civil, es decir, que **PETROPERÚ** tiene derecho a resolver dicha obligación y, en consecuencia, no tiene la obligación de pagar contraprestación alguna a **TDP**.

144.946. Que, en caso de que el Tribunal considere que el Plan de Ampliación Norte únicamente contiene obligaciones con prestación de hacer; y, en consecuencia, que no es aplicable el artículo 1138 del Código Civil, de todas maneras, corresponde resolver la obligación en virtud del numeral 3 del artículo 1150 del Código Civil.

Posición del demandante

144.947. Que, en primer lugar, señala **TDP** que el artículo 1138 del Código Civil es inaplicable en este caso porque se está ante obligaciones de hacer y no de dar; por lo tanto, la teoría del riesgo por el deterioro no es aplicable y lo que corresponde es que se aplique lo dispuesto en los Contratos: que **PETROPERÚ** pague por las Inversiones Adicionales asociadas a los Proyectos de Ampliación Norte y, de aplicarse lo dispuesto en el artículo 1138 del Código Civil, **PETROPERÚ** debe aceptar los tanques en el estado en el que se encuentran porque el deterioro le es imputable.

144.948. Que, bajo la posición de **TDP**, no solo diseñaba y construía dichos proyectos para entregarlos a **PETROPERÚ**, sino que también alcanzaba los objetivos de la operación: atender la demanda de almacenamiento de combustibles. Es decir, no solo era entregar una infraestructura, sino que trascendía a acciones de puesta en marcha y funcionamiento, ya que servían a los objetivos de la operación de los terminales. Estas características demuestran ser obligaciones de hacer.

144.949. Que, **TDP** indica que, para alegar la aplicación de una disposición legal expresamente prevista para las obligaciones de dar, **PETROPERÚ** debió, primero, sustentar y acreditar que, en efecto, se encuentra ante una obligación de ese tipo, algo que no ha hecho.

- 144.950. Que, en segundo lugar, **TDP** indica que, corresponde que se aplique la cláusula 4.3 del Procedimiento. Ello, pues, la teoría del riesgo se aplica de manera distinta en las obligaciones de hacer, pues está asociada estrictamente a la imposibilidad sobrevenida de la ejecución de una obligación. Y, en este caso, no se generó una imposibilidad sobrevenida; por lo que, corresponde aplicar la regla para los supuestos de proyectos suspendidos como es el Proyecto de Ampliación Norte.
- 144.951. Que, en tercer lugar, en caso de que se considere que se está ante una obligación de dar, **TDP** hace hincapié en que **PETROPERÚ** fue quien interrumpió el desarrollo de los Proyectos de Ampliación Norte, por lo que, el deterioro se concretó por responsabilidad de **PETROPERÚ**, pese a que **TDP** llevó a cabo actividades de mantenimiento y cuidado.
- 144.952. Que, indica **TDP**, fue **PETROPERÚ** quien interrumpió el desarrollo de los Proyectos de Ampliación Norte al haber instruido expresamente que no se suscriba el contrato con FIMA, al no tomar decisiones céleres sobre los alcances de los Proyectos de Ampliación y, al no haber aprobado a HAUG en reemplazo de FIMA, pese a los requerimientos del demandante.

Posición del Árbitro

- 144.953. Que, el Árbitro ha procedido con el análisis de las Primera y Segunda Pretensiones Principales de la demanda y como resultado de dicho análisis las declaró infundadas; y, en consecuencia, los contratos relacionados a los Terminales del Centro y del Norte se encuentran válidamente resueltos, por lo que debe entenderse que dicha resolución ha provocado la extinción de todas las obligaciones generadas entre las partes en razón de dichos contratos.
- 144.954. En ese orden de ideas, no existiría obligación alguna por parte de **TDP** para con **PETROPERÚ**; y, en consecuencia, tampoco aquella obligación que versa sobre el desarrollo de los proyectos de inversión adicional «CONSTRUCCIÓN DE TANQUES DE ALMACENAMIENTO NORTE – TERMINALES SUPE, SALA VERRY Y ETEN – 330KBLS» DE CÓDIGOS DE PROYECTO 2A8001, 4A8001, 4A8002, 5A8001 Y 5A8002.
- 144.955. Que, en ese orden de ideas, **CARECE DE OBJETO** analizar el fondo del pedido formulado por **PETROPERÚ** en la Cuarta Pretensión Principal de la reconvencción.

DETERMINAR SI CORRESPONDE O NO ORDENAR A TERMINALES DEL PERÚ A PAGAR A FAVOR DE PETROPERÚ LA INDEMNIZACIÓN CORRESPONDIENTE, PRODUCTO DEL DAÑO SUFRIDO POR PETROPERÚ POR NO HABER PODIDO OPERAR LOS TERMINALES NORTE Y CENTRO DESDE EL 21 DE MARZO DEL 2024 HASTA LA FECHA DE RECUPERO EFECTIVA DE LOS TERMINALES; O, DESDE LA FECHA EN LA QUE CONSIDERE QUE EL CONTRATO HA QUEDADO RESUELTO HASTA LA FECHA EN LA QUE TERMINALES NORTE Y CENTRO SEAN EFECTIVAMENTE DEVUELTOS POR TERMINALES DEL PERÚ A PETROPERÚ. Y, EN CONSECUENCIA, ORDENAR A TERMINALES DEL PERÚ PAGAR A FAVOR DE PETROPERÚ LA SUMA DE US\$ 20'497,617.00, MÁS INTERESES LEGALES DESDE LA FECHA DE EMISIÓN DEL LAUDO HASTA LA FECHA EFECTIVA DE PAGO, POR CONCEPTO DE INDEMNIZACIÓN POR LUCRO CESANTE.

ESTE MONTO DEBERÁ SER INCREMENTADO Y/O ACTUALIZADO EN FUNCIÓN A LA FECHA EFECTIVA DE RESOLUCIÓN QUE SU TRIBUNAL DECLARE Y LA FECHA EN LA QUE EFECTIVAMENTE TERMINALES DEL PERÚ ENTREGUE LOS CINCO (5) TERMINALES. PETROPERÚ SE RESERVA EL DERECHO DE RECLAMAR LOS DAÑOS Y PERJUICIOS QUE CORRESPONDAN AL ESTADO EN QUE LOS TERMINALES SEAN DEVUELTOS, CUANDO ELLO OCURRA.

Posición del demandado

- 144.956. Que, en primer lugar, **PETROPERÚ** indica que, ha demostrado que su daño es cierto, pues, resueltos los Contratos, correspondía que **TDP** devolviera la posesión de los Terminales para que sea **PETROPERÚ** quien los opere y genere utilidades. Sin embargo, ello no ocurrió, ya que **TDP** resistió devolver los Terminales, solicitó una medida cautelar y ello ha generado pérdida de utilidades a **PETROPERÚ**.
- 144.957. Que, primero, los servicios de los Terminales no tienen sustitutos en el mercado. Ello significa que, ya sea **TDP** o **PETROPERÚ** el que opere los Terminales, los clientes seguirán contratando el servicio de almacenamiento y despacho de hidrocarburos. Por lo que es absolutamente razonable concluir que **PETROPERÚ** sí habría generado las utilidades que alega como operador de los terminales, ya que se trata de lugares estratégicos que ninguna otra empresa puede brindar.
- 144.958. Que, **PETROPERÚ** indica que ha demostrado que **TDP** ha incurrido en una conducta antijurídica, ya que no devolvió los Terminales a **PETROPERÚ** luego de la resolución de los Contratos, a pesar de que no correspondía que estuvieran en su poder.
- 144.959. Que, en torno a la resolución extra-arbitral, si el Tribunal confirma la resolución efectuada por **PETROPERÚ** el 21 de marzo de 2024, es evidente que la obligación

de **TDP** de devolver los Terminales se hace exigible desde dicha fecha y **TDP** es responsable por los daños generados por incumplir tal obligación.

144.960. Que, **PETROPERÚ** sostiene que es falso que haya otorgado a **TDP** «periodo de gracia» alguno.

144.961. Que, **PETROPERÚ** señala que, en torno a la resolución arbitral, si el Tribunal resuelve los Contratos, los efectos de la resolución no surten a la fecha de emisión del laudo, sino que, en virtud del artículo 1372 del Código Civil, se retrotraen a la fecha del incumplimiento de la obligación. Es decir, desde dicha fecha anterior a la emisión del laudo, la obligación de devolver los Terminales se volverá exigible y **TDP** será responsable por haber incumplido.

144.962. Que, **PETROPERÚ** indica que ha demostrado que la conducta antijurídica de **TDP** fue la causa del daño de **PETROPERÚ**. Ello, pues, **PETROPERÚ** ha perdido, y sigue perdiendo, utilidades por no operar los Terminales debido a que **TDP** no se los ha entregado.

144.963. Que, **PETROPERÚ** ha demostrado que **TDP** actuó, cuanto menos, con culpa inexcusable. Pues, **PETROPERÚ** indica que, en reiteradas oportunidades, advirtió a **TDP** que estaba incumpliendo sus obligaciones contractuales, pero, aun así, **TDP** persistió en su incumplimiento.

Posición del demandante

144.964. Que, el demandante considera que **PETROPERÚ** no debe sólo concluir que existió un incumplimiento, sino que tiene que acreditar que nació en **TDP** la obligación de entregar los Terminales y que, por lo tanto, debe indemnizar los daños que **PETROPERÚ** dice haber sufrido como consecuencia de no haberlos operado directamente por no haberlos recibido.

144.965. Que, **TDP** indica que no ha incurrido en ninguna conducta antijurídica, pues fue **PETROPERÚ** quien decidió que **TDP** continúe en la operación de los Terminales hasta que culmine este arbitraje.

144.966. Que, dicha decisión no es un hecho controvertido, pues libera a **TDP** de toda responsabilidad al crearle la confianza legítima que seguiría operando todo el arbitraje. Así, tampoco existe conducta antijurídica durante el periodo de marzo de 2024 al 27 de diciembre de 2024, fecha en la cual se vencía el plazo que **PETROPERÚ** concedió a **TDP** para retirarse de los Terminales.

- 144.967. Que, **TDP** señala que **PETROPERÚ**, de forma confusa y desordenada, cita simultáneamente los artículos 1321, 1428 y 1429 del Código Civil, sin embargo, no logra sustentar su demanda y demuestra problemas analíticos para formular su pretensión.
- 144.968. Que, en segundo lugar, el daño calculado por FTI y reclamado por **PETROPERÚ** no es cierto, ya que posee graves defectos en su cuantificación.
- 144.969. Que, el daño, para ser indemnizable, debe ser cierto, no eventual ni hipotético. Empero, el daño reclamado por **PETROPERÚ** consiste en las supuestas utilidades que habría percibido en caso de que hubiese operado los terminales directamente. En ese sentido, **PETROPERÚ** tenía la carga de acreditar que existía una expectativa razonable de generar ganancias; sin embargo, no lo ha hecho. Indica que su sola afirmación no es prueba suficiente sobre la certeza del lucro cesante reclamado.
- 144.970. Que, para el demandante, la cuantificación del daño efectuada por FTI incurre en una grave sobreestimación de los ingresos que **PETROPERÚ** habría obtenido en caso de que operase directamente los Terminales. **TDP** indica que, **PETROPERÚ** obvia que actualmente está atravesando una crisis económica y que ha tenido que ser rescatada financieramente, con lo cual demuestra ser mala gestora de los recursos que sus accionistas le confían.
- 144.971. Que, **TDP** señala que, la cuantificación de los daños reclamados por **PETROPERÚ** también infravalora los costos en los que incurriría esta, en caso de que hubiese operado directamente los Terminales. Al respecto, **TDP** advierte que, FTI también omitió considerar que, actualmente, los Terminales del Sur se encuentran muy mal mantenidos, lo que significa que los costos en los que incurre **PETROPERÚ** están aún más infravalorados.
- 144.972. Que, los expertos de FTI tampoco han verificado de forma independiente los datos que le han proporcionado. En ese sentido, **TDP** resalta que FTI declaró que para el cálculo de la tarifa por almacenamiento y despacho se basó en proyecciones proporcionadas por **PETROPERÚ**.
- 144.973. Que, **TDP** indica que, **PETROPERÚ** no ha probado que el daño haya sido causado por la supuesta conducta antijurídica de TDP, pues, primero, no ha nacido la obligación de entregar los Terminales, por lo que no hay conducta antijurídica. Y, segundo, en caso de que la resolución extraarbitral de **PETROPERÚ** fuera

válida y eficaz, esta misma dio un plazo de gracia; por lo que no tiene derecho a indemnización alguna.

- 144.974. Que, respecto al segundo punto, el demandante señala que, incluso en el supuesto negado de que se considerase que **PETROPERÚ** podía unilateralmente revocar el plazo de gracia, esto recién sucedió el 27 de noviembre de 2024. En dicha oportunidad, **PETROPERÚ** le dio a **TDP** 30 días para entregarle los Terminales y, en consecuencia, cuando menos, **PETROPERÚ** no tendría derecho a ninguna indemnización hasta el 27 de diciembre de 2024.
- 144.975. Que, a partir de lo explicado, **TDP** indica que, si se declara la resolución del 21 de marzo de 2024 válida, el daño que reclama **PETROPERÚ** ha sido causado por ella misma. Por lo que no cabría causalidad directa e inmediata.
- 144.976. Que, **TDP** sostiene que, siempre ha actuado con la diligencia ordinaria que le es exigida. Ante ello, **PETROPERÚ** señala que **TDP** habría causado el daño, cuando menos, con culpa inexcusable; sin embargo, **TDP** no está de acuerdo con ello y alega que, en realidad, el demandado es quien ha desconocido las reglas contractuales.
- 144.977. Que, incluso en el escenario donde se considere que **TDP** hubiese incurrido en algún incumplimiento, señala que no lo hizo ni por negligencia ni por dolo, sino porque el demandado le generó la confianza legítima de que no habría ningún incumplimiento. Prueba de ello, es que **PETROPERÚ** aceptó los Planes de Mantenimiento propuestos por **TDP** y, en base a ellos, ejecutó su mantenimiento, el cual reportó, sin recibir alguna objeción por parte de **PETROPERÚ** de forma contemporánea.
- 144.978. Que, respecto a la obligación de baja de bienes, **TDP** señala que **PETROPERÚ** denegó las bajas cuando **TDP** las solicitó y luego aprobó Programas de Inversiones Adicionales que no contemplaban la realización de las bajas dentro de los primeros cuatro años.
- 144.979. Que, respecto a la transferencia de acciones, **TDP** interpretó los Contratos en base a las declaraciones que dio **PETROPERÚ** en el Pliego. De acuerdo con estas, el cambio de accionista en Unna Energía no representa un incumplimiento. Además, precisa que **PETROPERÚ** aceptó tácitamente la transferencia.
- 144.980. Que, respecto al cambio de uso de ciertos tanques, el demandante señala que, **PETROPERÚ** aprobó el cambio de uso de ciertos tanques y, respecto a otros, no

hubo cambio de uso; por lo que, actuó bajo el entendimiento legítimo de que **PETROPERÚ** estaba de acuerdo con esta situación.

Posición del Árbitro

- 144.981. Que, la quinta pretensión principal de la reconvención versa sobre un reclamo indemnizatorio. Siendo así, este Colegiado procederá a analizar si corresponde la indemnización por lucro cesante solicitada por el demandado.
- 144.982. Que, en ese sentido, al incumplimiento de esas obligaciones que se derivan del contrato, se le aplican las normas sobre inejecución de obligaciones del Código Civil de 1984.
- 144.983. Que, siendo así, el contratante que sufre daños como consecuencia del incumplimiento en que incurrió su contraparte respecto de esas obligaciones que han sido creadas por el deber de buena fe en la ejecución contractual, se encontraría legitimado para solicitar una indemnización por la vía de la responsabilidad civil contractual.
- 144.984. Que, este Colegiado considera importante indicar que la regla en materia de responsabilidad contractual es la siguiente: colocar a la parte fiel, en la posición en la que habría estado, si el contrato se hubiera ejecutado íntegramente.
- 144.985. Que, se reconoce como responsabilidad civil por inejecución de obligaciones, cuando esta deriva de la falta de observancia de obligaciones originadas de un contrato u otro acto de autonomía privada, que vincule a dos o más partes.
- 144.986. Que, en ese sentido, el deudor, producto del incumplimiento de las obligaciones que asumió en virtud de un contrato, o cualquier otro acto jurídico, puede ocasionar a su acreedor, cualquiera de los siguientes tipos de daño: daño emergente, lucro cesante y daño moral, los cuales pueden concurrir sin problema alguno, estando el deudor obligado a reparar a la víctima por cada uno de ellos.
- 144.987. Que, una indemnización a título de responsabilidad contractual será amparada si, en primer lugar, se demuestra que la parte incumplidora infringe alguna obligación contractual, norma positiva o los valores y principios sobre los que gravita el ordenamiento jurídico.
- 144.988. Que, el Árbitro considera que, en torno a la indemnización, corresponde recordar lo estipulado en el artículo 1321 del Código Civil, el mismo que a la letra señala:

«Artículo 1321.- Queda sujeto a la indemnización de daños y perjuicios quien no ejecuta sus obligaciones por dolo, culpa inexcusable o culpa leve.

El resarcimiento por la inexecución de la obligación o por su cumplimiento parcial, tardío o defectuoso, comprende tanto el daño emergente como el lucro cesante, en cuanto sean consecuencia inmediata y directa de tal inexecución.

Si la inexecución o el cumplimiento parcial, tardío o defectuoso de la obligación, obedecieran a culpa leve, el resarcimiento se limita al daño que podía preverse al tiempo en que ella fue contraída.»

144.989. Que, como sabemos, se puede solicitar una indemnización a efectos de resarcir un daño ocasionado. No obstante, para que ello pueda ser ordenado, deben concurrir los siguientes elementos, a saber:¹⁹⁸

- Inejecución de la obligación, que es el elemento objetivo.
- La imputabilidad del deudor, o sea el vínculo de causalidad entre el dolo y la culpa y el daño, que es el elemento subjetivo; y
- El daño, pues la responsabilidad del deudor no queda comprometida sino cuando la inejecución de la obligación ha causado un daño al acreedor.

144.990. Que, a pesar de no mencionar el profesor Osterling en el artículo citado el requisito de la antijuricidad, el mismo siempre estaba presente en sus lecciones y constituye criterio unánime de la doctrina.

144.991. Que, sobre el particular, Taboada¹⁹⁹ señala que los requisitos comunes a la responsabilidad civil son los siguientes: la antijuricidad; el daño causado; la relación de causalidad; y los factores de atribución.

¹⁹⁸ OSTERLING PARODI, Felipe. «La indemnización de daños y perjuicios», p. 398. Ver: <http://www.osterlingfirm.com/Documentos/articulos/La%20indemnizacion%20de%20da%C3%B1os.pdf>

¹⁹⁹ TABOADA CÓRDOVA, Lizardo. *Elementos de la Responsabilidad Civil*. Lima: Editora Jurídica Grijley E.I.R.L., 2003, p. 32.

- 144.992. Que, una conducta es antijurídica no solo cuando contraviene una norma prohibitiva, sino también cuando la conducta viola el sistema jurídico en su totalidad, en el sentido de afectar los valores o principios sobre los cuales ha sido construido el sistema jurídico.²⁰⁰
- 144.993. Que, la antijuricidad o ilicitud consiste en un acto o una omisión cometida en contra del ordenamiento jurídico.
- 144.994. Que, por otra parte, debe tenerse en cuenta lo que establece el artículo 1332 del Código Civil, el mismo que a la letra señala:

«Artículo 1332.- Si el resarcimiento del daño no pudiera ser probado en su monto preciso, deberá fijarlo el juez con valoración equitativa la antijuricidad o ilicitud.»

- 144.995. Que, como se había señalado la Quinta Pretensión Principal Reconvencional versa en torno a que se ordene el pago de una indemnización en razón del supuesto daño sufrido por **PETROPERÚ** al no haber podido operar los Terminales Norte y Centro desde el 21 de marzo del 2024, fecha de resolución del contrato, hasta la fecha de recupero efectivo de los Terminales; o, desde la fecha en la que se considere que el Contrato ha quedado resuelto hasta la fecha en la que Terminales Norte y Centro sean efectivamente devueltos por **TDP**.
- 144.996. Que, en ese sentido, el Árbitro considera que es importante tener en cuenta que el análisis de esta pretensión se desarrolla en base a la resolución del contrato válidamente efectuada por **PETROPERÚ** con fecha 21 de marzo de 2024, conforme a la posición desarrollada por el Árbitro con objeto del análisis de la Primera y Segunda Pretensión Principal de la Demanda presentada por **TDP**.
- 144.997. Que, el Árbitro considera que es importante recordar que, aun habiendo expresado **PETROPERÚ** su decisión de resolver los contratos con fecha 21 de marzo de 2024, se observa que mediante Carta GCAD-0863-2024 (Terminales del Norte) y, GCAD-0862-2024 (Terminal del Centro), de fecha 27 de marzo de 2024, **PETROPERÚ** manifiesta su disposición a seguir reuniéndose con el operador para atender los incumplimientos y explorar alternativas de solución satisfactoria para ambas partes. Ello, sin que suspenda ni limite el procedimiento de los plazos establecidos en la referida cláusula.

²⁰⁰ Ídem.

No obstante, PETROPERU no tiene ningún inconveniente en seguir teniendo reuniones con vuestra representada para atender dichos incumplimientos y explorar alternativas de solución satisfactoria para ambas partes, por lo que, nos encontramos a su disposición para ello.

Lo anterior no suspende ni limita el procedimiento de la cláusula 11.1 del Contrato ni el plazo establecido en dicho numeral que vuestra representada debe tener en consideración.

- 144.998. Que, de las cartas referidas, **PETROPERÚ** señala que en caso de que no se encuentren de acuerdo con su decisión y consideren necesario someterla a un arbitraje, será un Tribunal Arbitral quien convalide la resolución del Contrato efectuada el 21 de marzo de 2024, sometiendo a **TDP** a seguir cumpliendo a cabalidad con todas y cada una de las obligaciones del mismo.

Finalmente, conforme a la cláusula 11.1 del Contrato, en caso no se encuentren de acuerdo con la decisión de PETROPERU y consideren necesario someterla a un arbitraje, será un tribunal arbitral quien convalide la resolución del Contrato comunicada por PETROPERU, por lo que, se le recuerda que mientras ello no ocurra, el Operador debe seguir cumpliendo a cabalidad con todas y cada una de las obligaciones del Contrato.

Solo en caso vuestra representada no ejerza la facultad de controvertir la resolución del Contrato en el plazo de la Cláusula 11.1, se le reitera que tenga la amabilidad de comunicarla para coordinar la entrega física y documentaria del Terminal.

- 144.999. Que, por otra parte, **PETROPERÚ** señala en las cartas GGRL-1929-2024 (Terminales del Norte) y GGRL-1930-2024 (Terminal del Centro), de fecha 17 de noviembre de 2024, que desde la resolución del contrato se siguió evidenciando incumplimientos por parte de **TDP**; por lo que, le concede 30 días calendario para que entregue los Terminales, conforme a la cláusula 13.12 del Contrato.

Desde la resolución del Contrato (21 de marzo de 2024) hasta la fecha, Petroperú ha realizado un análisis más extendido y profundo de la condición de los terminales y de las acciones que su empresa viene implementando. Hemos tomado conocimiento de que la situación de falta de mantenimiento no solo se mantiene, sino que, es generalizada y recae en todos los sistemas operativos que comprenden a los terminales (recepción, almacenamiento, bombeo, despacho, entre otros), como se podrá apreciar en el Anexo 1 de esta comunicación.

Es más, estos incumplimientos no solo vienen afectando gravemente la condición de todos los bienes de propiedad de Petroperú (no solo la del sistema de almacenamiento) y generando una depreciación acelerada de estos, sino que además viene representando un riesgo importante en la operación para el medio ambiente y la seguridad, tal y como ha sido constatado por las diversas autoridades administrativas y que inclusive ha generado la imposición de diversas sanciones a su representada.

Petroperú no puede permitir la degradación acelerada de sus activos ni los riesgos operativos asociados. Por ello, mediante la presente comunicación, Petroperú les informa que, encontrándose resuelto el Contrato, asumirá la operación de los Terminales del Norte, de conformidad con lo dispuesto en la Cláusula 11.2 del Contrato.

A tal efecto, se les concede un plazo de 30 días calendario para que procedan con la entrega de los Terminales, conforme a la cláusula 13.12 del Contrato, de manera que se facilite la transición operativa de dichas instalaciones a Petroperú. El personal de Petroperú se apersonará en los Terminales del Norte el 19 de Diciembre de 2024 a las 08:00 horas para culminar la referida transición.

- 144.1000. Que, a pesar de las concesiones otorgadas por **PETROPERÚ** a **TDP**, es preciso recordar lo señalado en el artículo 1372 del Código Civil, el mismo que a la letra indica:

«Efectos retroactivos de la rescisión y resolución

Artículo 1372. - La rescisión se declara judicialmente, pero los efectos de la sentencia se retrotraen al momento de la celebración del contrato.

La resolución se invoca judicial o extrajudicialmente. En ambos casos, los efectos de la sentencia se retrotraen al momento en que se produce la causal que la motiva.

Por razón de la resolución, las partes deben restituirse las prestaciones en el estado en que se encontraran al momento indicado en el párrafo anterior, y si ello no fuera posible deben reembolsarse en dinero el valor que tenían en dicho momento.

En los casos previstos en los dos primeros párrafos de este artículo, cabe pacto en contrario. No se perjudican los derechos adquiridos de buena fe.»

- 144.1001. Que, en ese orden de ideas, corresponde establecer como fecha para aplicar la indemnización el 21 de marzo de 2024. En ese sentido, se analizará la cuantificación del lucro cesante solicitado por el demandado.
- 144.1002. Que, **PETROPERÚ** mediante su escrito de Contestación a la Demanda y Reconvención de fecha 24 de febrero de 2025, presenta el Informe Pericial realizado por FTI Consulting, mediante el cual sustenta un monto por lucro cesante ascendente a US\$ 20'497,617.00 desde marzo hasta noviembre de 2024.

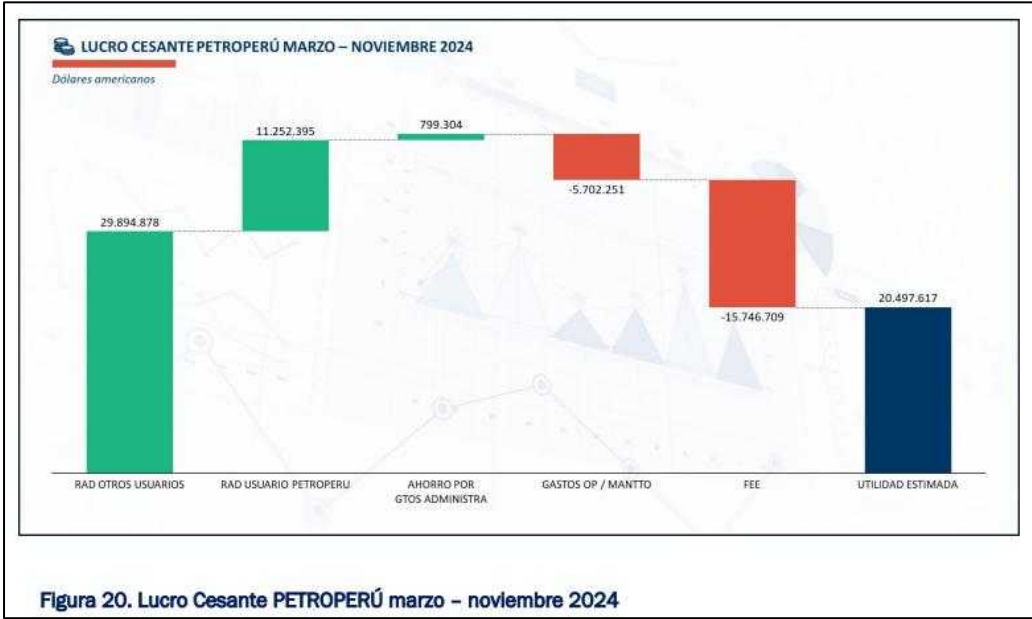


Tabla 4. Lucro Cesante PETROPERÚ marzo – noviembre 2024

No.	Ingresos Estimados - Operación Terminales del Norte y Centro	Ingreso/Egreso
1	Ingreso Usuario Anticipado	11.252.395
2	Ingresos Ortos Usuarios Anticipados	29.894.878
3	Ahorro por Gastos Administrativos	799.304
4	Gastos Mantenimiento	-5.702.251
5	Fee	-15.746.709
Total		20.497.617

- 144.1003. Que el Informe Pericial está desarrollado con base en la información proporcionada por **PETROPERÚ** que consta de los datos históricos de los costes por operar los Terminales del Sur, similares a los Terminales del Norte y Terminal del Centro, según el demandado. Asimismo, **PETROPERÚ** indica que la información ha sido obtenida del sistema interno de control de costes que consiste en (i) la pérdida de ingresos por parte del operador, ponderada con (ii) los costos de realizar el mantenimiento requerido.
- 144.1004. Que, el Árbitro advierte que el medio probatorio FTI-046, ofrecido en el Informe Pericial, consta de un archivo Excel que contiene el cálculo del lucro cesante de **PETROPERÚ** para el período de marzo a noviembre de 2024, sin embargo, se puede observar que dicho documento no tiene sustento alguno, es decir, lo

expresado en él no es posible verificarlo, toda vez que no queda clara la fuente de la que proviene.

- 144.1005. Que, al respecto, **TDP**, mediante su escrito de Contestación a la Reconvención de fecha 24 de abril de 2025, ofrece su Tercer Informe Económico realizado por Álvarez & Marsal, el cual indica que el Informe de FTI no explica cómo efectúa la estimación respecto del lucro cesante:

119. En primer lugar, tenemos que indicar que el Informe de FTI no explica en absoluto el modo en el que efectúa su estimación del lucro cesante. En base a la poca información facilitada en dicho Informe (y en el documento adjunto), entendemos que la estimación del lucro cesante del Informe de FTI contiene los siguientes elementos:

- (+) Tarifa por almacenamiento y despacho que podría haber obtenido PP operando los Terminales Norte y Centro.
- (+) Ahorro de gastos administrativos que PP podría haber obtenido al operar los Terminales Norte y Centro.
- (-) Gastos de operación y mantenimiento en los que habría incurrido al operar los Terminales Norte y Centro.
- (-) Tarifa de explotación que ha facturado a TP y que no habría facturado en un escenario de resolución de los contratos de operación de los Terminales Norte y Centro.

- 144.1006. Que, a partir de dichas observaciones, el Tercer Informe Económico de A&M concluye que el monto reclamado por concepto de lucro cesante por **PETROPERÚ** está sobrevalorado, ya que, con base en dicho análisis, **PETROPERÚ** podría obtener un beneficio de 36,2 millones de US\$ en 9 meses, mientras que al ceder la operación de los mismos a **TDP** habría ingresado solo 15,7 millones de US\$.

126. La estimación del lucro cesante del Informe de FTI supondría que PP podría obtener mediante la operación directa de los Terminales Norte y Centro un beneficio de 36,2 millones de USD en 9 meses mientras que al ceder la operación de los mismos a TP habría ingresado sólo 15,7 millones de USD. Esto supone que, según estas estimaciones de FTI, PP podría ganar más del doble del importe que ingresa por la cesión de la actividad, lo que en base a nuestra experiencia resulta claramente desproporcionado y constituye un indicio razonable de que la estimación del supuesto lucro cesante que pudiera haber sufrido PP efectuada en el Informe de FTI está (además de la citada total ausencia de soporte) sesgada al alza y muy significativamente sobrevalorada.

127. Asimismo, el beneficio que PP podría obtener operando 9 meses los Terminales Norte y Centro que se desprende del cálculo de lucro cesante efectuado en el Informe de FTI suponen un 88%³⁰ de beneficio sobre ingresos, lo que contrasta con el hecho de que en 2023 y 2022, según sus cuentas anuales³¹, PP tuvo unas pérdidas por actividades de operación sobre ingresos del -25% y del -4%, respectivamente. Somos conscientes de que la actividad de PP es más amplia que los servicios de operación de terminales, si bien, creemos que esta comparación es una evidencia adicional de que la estimación de lucro cesante del Informe de FTI está significativamente sobrevalorada.

144.1007. Que, según **TDP**, **PETROPERÚ** no presenta explicaciones, ni fuentes de información, ni procedimiento de verificación para la estimación del lucro cesante solicitado; por lo que, no es posible analizar en detalle la razonabilidad de la estimación del lucro cesante. Empero, el Árbitro advierte que el Tercer Informe Económico proporcionado por **TDP** presenta un cálculo del lucro cesante corregido y ajustado, ascendente a US\$ 11'457,569.00

144. En consecuencia, incluso si diéramos por buenas las premisas de FTI en su cálculo del lucro cesante que pudiera haber sido causado a PP, su importe corregido por los ajustes anteriormente detallados ascendería a 11.457.569 USD como mostramos en el siguiente cuadro. Este importe debería ser minorado por el impacto de los ajustes también mencionados con anterioridad que no hemos podido cuantificar.

Cuadro 25. Estimación del lucro cesante estimado en el Informe de FTI ajustado (cifras expresadas en USD)

	Importe
Lucro cesante Informe según FTI (a)	20.497.617
Ajustes al lucro cesante cuantificados (b)	9.040.048
Ajustes al lucro cesante sin cuantificar (c)	<u>sin cuantificar</u>
Lucro cesante Informe de FTI ajustado (a) - (b) -(c)	11.457.569 - importe de ajustes sin cuantificar

Fuente: Elaboración propia

144.1008. Que, el Árbitro considera que es importante tener en cuenta lo señalado en el escrito de Réplica a la Reconvención ofrecido por **PETROPERÚ** con fecha 25 de agosto de 2025, que indica que, mediante el Tercer Informe Económico ofrecido por **TDP**, existe coincidencia entre las partes de que la indemnización por lucro cesante a favor de **PETROPERÚ** asciende a, por lo menos, US\$ 11'457,569.00 por el período comprendido entre el 21 de marzo de 2024 y el 30 de noviembre de 2024.

144.1009. Que, del referido escrito, **PETROPERÚ** ofrece su Tercer Informe Pericial realizado por FTI, mediante el cual actualiza el monto de lucro cesante al mes de julio de 2025, elevando el valor del monto a US\$ 34'928,143.00



- 144.1010. Que, F^{TI} precisa que, su Tercer Informe Pericial está basado en información actualizada de volúmenes y de ingresos correspondiente al mismo período utilizado en su Primer Informe. En ese sentido, los datos reflejan mayores ingresos por parte de los Usuarios de **PETROPERÚ**, pero menores ingresos provenientes de Otros Usuarios, lo cual ha afectado el cálculo de la “Fee” para dicho periodo.
- 144.1011. Que, del mismo modo, F^{TI} precisa que la información utilizada en esta actualización está respaldada por las bases de datos integradas en su modelo económico, así como por los archivos fuente entregados como evidencia documental, la cual puede encontrarse en el medio probatorio F^{TI}-099, que consiste en un archivo Excel que contiene el cálculo del lucro cesante para el período del 21 de marzo de 2024 al 31 de julio de 2025; y, en los medios probatorios: F^{TI}-116 (RAD Usuario PETROPERÚ), F^{TI}-117 (RAD Otros Usuarios), F^{TI}-118 (Gastos Administrativos), F^{TI}-119 (Servidumbre Transportadora Callao), F^{TI}-120 (Operación Terminales del Sur), F^{TI}-121 (Fee) y F^{TI}-122 (Servidumbre APM-Marina), respectivamente.

No.	Ingresos Estimados - Operación Terminales del Norte y Centro	Análisis 1 (01/03/2024 a 30/11/2024)		Análisis 2 (21/03/2024 a 31/07/2025)
		Ingreso/Egreso Primer Informe	Ingreso/Egreso Tercer Informe	
1	Ingreso Usuario Anticipado	11.252.395	11.225.742	22.686.229
2	Ingresos Otros Usuarios Anticipados	29.894.878	30.731.921	52.647.900
3	Ahorro por Gastos Administrativos	799.304	271.099	490.748
4	50% De Servidumbre Cobrado A Transportadora	-	239.472	468.346
5	Gastos Mantenimiento	-5.702.251	-6.767.033	-12.249.811
6	Fee	-15.746.709	-15.746.709	-28.402.376
7	Servidumbre Pagada A Marina Y APM	-	-401.370	-712.894
Lucro cesante estimado		20.497.617	19.553.121	34.928.143

POSICIÓN FINAL FTI

Tabla 11. Comparativa de Cálculo de Lucro Cesante – Primer vs. Tercer Informe FTI marzo 2024 a noviembre 2024 y posición final

144.1012. Que, en ese sentido, el Tercer Informe Pericial de FTI destaca que el lucro cesante podrá ajustarse en función al siguiente promedio de tasa de lucro cesante:

Promedio Tasa de Lucro Cesante	2024/25
Tasa Mensual Lucro Cesante (USD)	2.249.272

Tabla 12. Tasa mensual promedio de lucro cesante

144.1013. Que, sin embargo, el Árbitro advierte que existe una discrepancia significativa entre lo presentado en el memorial de Réplica, el Tercer Informe Pericial de FTI y el medio probatorio FTI-099, pues difieren en el monto del promedio de la tasa de lucro cesante:

Memorial de Réplica a la Reconvención

832. No obstante, hacemos notar al Tribunal que FTI ha puesto a disposición del Tribunal un monto mensual de lucro cesante, al cual ha denominado "tasa mensual de lucro cesante", para que el Tribunal pueda realizar y actualizar el monto de lucro cesante en función del tiempo transcurrido.

257. Cabe precisar que este monto por lucro cesante podrá ajustarse en función de la duración final del impacto operativo, considerando que PETROPERÚ ha manifestado su compromiso de mantener el statu quo de los Terminales durante el proceso arbitral. Dado que solo se cuenta con información real hasta el cierre de julio de 2025, y considerando la naturaleza temporal de los costos, se presentan a continuación los costos mensuales promedio con el objetivo de brindar al tribunal una visión del impacto continuo en PETROPERÚ.

Promedio Tasa de Lucro Cesante	2024/25
Tasa Mensual Lucro Cesante (USD)	1.991.830

833. El monto de US\$ 30'612,078 tiene como fecha de corte el 31 de julio de 2025. El laudo tiene previsto ser emitido en el mes de mayo de 2026, con lo cual, el Tribunal podrá tomar la tasa mensual de lucro cesante brindada por FTI (USD 1'991,830) y multiplicarla por la cantidad de meses transcurrida entre agosto de 2025 y mayo de 2026 (10 meses), lo cual arroja un monto de US\$ 19'918,300 que nos permitirá actualizar el monto de lucro cesante ya existente y calculado por FTI. Este es tan solo un ejemplo que pretende mostrar la utilidad de la herramienta brindada por FTI en el Anexo RER-04.

Tercer Informe Económico por FTI Consulting

257. Cabe precisar que este monto por lucro cesante podrá ajustarse en función de la duración final del impacto operativo, considerando que PETROPERÚ ha manifestado su compromiso de mantener el statu quo de los Terminales durante el proceso arbitral. Dado que solo se cuenta con información real hasta el cierre de julio de 2025, y considerando la naturaleza temporal de los costos, se presentan a continuación los costos mensuales promedio con el objetivo de brindar al tribunal una visión del impacto continuo en PETROPERÚ.

Promedio Tasa de Lucro Cesante	2024/25
Tasa Mensual Lucro Cesante (USD)	2.249.272

Tabla 12. Tasa mensual promedio de lucro cesante

Fuente: FTI-099¹¹⁹

Medio Probatorio FTI-099

	0	712,834	712,834	42,249
EGRESOS (PP COMO OPERADOR)	14,217,922	14,097,348	41,365,001	2,330,435
UTILIDAD 21 MAR 2024 - JUL 2025			34,928,143	2,343,836

144.1014. Que, frente a ello, mediante escrito de Dúplica a la Reconvención de **TDP** con fecha 10 de octubre de 2025, ofreció su Cuarto Informe Económico realizado por A&M,

en el cual se sostiene que los cálculos periciales de FTI carecen de rigor metodológico y descansan en supuestos inconsistentes, persistiendo deficiencias que evidencian que no se trata de una prueba fiable a nivel de trazabilidad, y que no se están considerando gastos generales y de estructura (*overhead*).

- 144.1015. Que, del escrito referido, **TDP** ofrece su Cuarto Informe Económico realizado por A&M, mediante el cual indica que el Tercer Informe de FTI no llevó a cabo ningún procedimiento con el objeto de evaluar la suficiencia del mantenimiento realizado en los Terminales Sur. En ese sentido, precisa que incluso si asumen que los supuestos gastos de operación y mantenimiento de los Terminales Sur mostrados en el referido Informe fueran reales, íntegros y suficientes, la estimación de esos gastos está sobrevalorada en 12,4 millones de US\$; por lo que, corresponde adicionar dicho monto en contra de la valoración presentada por el demandado.
- 144.1016. Que, de lo explicado, el Árbitro advierte que **TDP** considera que, en un contexto de resolución de los Contratos de Operación, como lo planteado por FTI, el lucro cesante del periodo de 21 de marzo de 2024 al 31 de julio de 2025 se establecería en 5,4 millones de US\$:

Cuadro 18. Resumen del lucro cesante ajustado que podría que supuestamente podría haber sido causado PP de 21 de marzo de 2024 a 31 de julio de 2025 (cifras expresadas en USD)

<u>Concepto</u>	<u>FTI</u> <u>(a)</u>	<u>Ajuste</u> <u>(b)</u>	<u>A&M</u> <u>(a)+(b)</u>
Tarifa almacenamiento y despacho PP	22.686.229		22.686.229
Tarifa almacenamiento y despacho otros usuarios	52.647.900	-17.029.495	35.618.405
Ahorro por gastos administrativos	490.748		490.748
50% servidumbre cobrada a transportadora	468.343	-80.150	388.193
Gastos de operación y mantenimiento	-12.249.811	-12.408.491	-24.658.302
Fee operador	-28.402.376		-28.402.376
Servidumbre pagada a Marina y a APM	-712.894		-712.894
Gastos financieros, gastos de backoffice, administrativos, comerciales, de auditorías externas e internas, gastos generales y de estructura (<i>overhead</i>)	0	Sin cuantificar	Sin cuantificar
Lucro cesante de 21 de marzo de 2024 a 31 julio de 2025	34.928.139	-29.518.135 - importe de ajustes sin cuantificar	5.410.004 - importe de ajustes sin cuantificar

Fuente: Elaboración propia

- 144.1017. Que, los ajustes propuestos plantean 3 aristas: (i) el ajuste de los ingresos por tarifa de almacenamiento y despacho de usuarios diferentes a **PETROPERÚ** tomando como base los ingresos de este por el concepto de 2024 del Terminal Sur; (ii) un análisis que pone de manifiesto que durante los primeros 4 años de operación directa de los Terminales Sur, los ingresos no fueron superiores a los que obtenía por Tarifa de Explotación cuando la operación se externalizaba; y, (iii) el ajuste de gastos de operación y mantenimiento tomando como base los gastos de operación y mantenimiento del Terminal Sur de 2024.

144.1018. Que, a partir de lo expuesto, el Árbitro considera que, a efectos de calcular el monto de lucro cesante exigido por **PETROPERÚ**, se debe contrastar el Tercer Informe Pericial realizado por FTI y el Cuarto Informe Económico realizado por A&M.

144.1019. Que, en ese orden de ideas, el Árbitro considera que existen 6 puntos sobre los que surge controversia para la cuantificación:

- (i) Ingresos por operación de **PETROPERÚ** como operador directo (Usuario anticipado o Tarifa de Almacenamiento y Despacho de **PETROPERÚ**)
- (ii) Ingresos por Otros Usuarios (Tarifa de Almacenamiento y Despacho de Otros Usuarios)
- (iii) 50% servidumbre cobrada a transportadora del Callao
- (iv) Gastos de operación y mantenimiento
- (v) Fee operador o Tarifa de Explotación
- (vi) Servidumbre pagada a la Marina de Guerra del Perú y a APM Terminales

144.1020. Que, siendo así, el Árbitro precisa que el cálculo del lucro cesante debe contabilizarse a partir del 21 de marzo de 2024, fecha en que se resolvieron los Contratos de Operación de los Terminales Norte y Terminal Centro. Para tal efecto, de la revisión de los Estados Financieros de **PETROPERÚ** correspondientes al período 2016-2024, se identifica la variación entre los ingresos de tarifas obtenidas por la externalización de las operaciones de los Terminales Sur y los ingresos de tarifas percibidas por **PETROPERÚ** cuando operaba dichos terminales de manera directa.

Estados Financieros al 31 de diciembre de 2016 y de 2015

20. Otros Ingresos Operacionales

Este rubro comprende:

En miles de soles	2016	2015
Tarifas de operación terminal (a)	112,202	96,383
Fletes recuperables (b)	51,139	29,726
Arrendamiento SAVIA PERÚ S.A. (c)	33,639	32,022
Alquileres (d)	23,075	11,195
Transporte crudo por oleoducto (e)	16,346	173,467
Operación de abastecimiento PNP	3,430	3,430
Servicio al cliente	2,814	3,618
Costo de uso de hidrocarburos	335	10,415
Servicio de despacho combustibles	6	20
Otros ingresos por servicios	691	2,684
	243,897	362,960

- (a) Comprende los ingresos obtenidos por los contratos de operación para los terminales de PETROPERÚ S.A. suscritos con el Consorcio Terminales para los terminales y plantas del sur del Perú y con Terminales del Perú para los terminales y plantas del norte y del centro.
- (b) Corresponden a los ingresos por la facturación de los gastos de transporte asumidos por los clientes.

- (c) La Compañía firmó un contrato de arrendamiento de activos del Lote Z- 2B con SAVIA PERÚ S.A. (ex PETRO-TECH PERUANA S.A.) por un plazo de 10 años, que venció el 15 de noviembre de 2013. Por este arrendamiento SAVIA PERÚ S.A. paga a la Compañía US\$ 10 millones anuales, monto que permanece inalterable hasta el vencimiento del contrato. Al 31 de diciembre de 2016, la Compañía se encuentra en proceso de negociación del contrato de arrendamiento de activos del Lote Z- 2B a suscribir con SAVIA PERÚ S.A. El Contrato de Arrendamiento continúa vigente en amparo del artículo 1700 del Código Civil del Perú.
- (d) PETROPERÚ S.A. como entidad estatal de derecho privado firmó contratos con empresas del sector privado para el arrendamiento de pisos en el edificio de la oficina principal, maquinarias y equipos de explotación en refinerías, y edificaciones productivas como la refinería y planta de ventas en Pucallpa.
- (e) Corresponde a los ingresos generados por el transporte de crudo por el Oleoducto Nor Peruano, actualmente se encuentra paralizado desde febrero de 2016, debido principalmente al mantenimiento que se viene realizando.

Estados Financieros al 31 de diciembre de 2017 y de 2016

20 OTROS INGRESOS OPERACIONALES

Este rubro comprende:

	2017 US\$000	2016 US\$000
Tarifas de operación terminal (a)	34,778	33,335
Fletes recuperables (b)	15,011	15,172
Arrendamiento Savia Perú S.A. (Nota 12)	10,000	10,000
Alquileres (c)	6,850	6,837
Transporte crudo por oleoducto (d)	3,032	4,683
Operación de abastecimiento PNP	1,331	1,078
Ingreso por costo de uso de hidrocarburos	267	94
Otros ingresos por servicios	1,013	1,037
	72,282	72,236

- (a) Comprende los ingresos obtenidos por los contratos de operación para los terminales de PETROPERÚ S.A. suscritos con el Consorcio Terminales para los terminales y plantas del sur del Perú y con Terminales del Perú para los terminales y plantas del norte y del centro.
- (b) Corresponden a los ingresos por la facturación de los gastos de transporte asumidos por los clientes. La Compañía considera un margen en la facturación sobre los gastos incurridos por la gestión de estos.

- (c) PETROPERÚ S.A. como entidad estatal de derecho privado firmó contratos con empresas del sector privado para el arrendamiento de pisos en el edificio de la oficina principal, maquinarias y equipos de explotación en refinerías, y edificaciones productivas como la refinería y planta de ventas en Pucallpa.
- (d) Corresponde a los ingresos generados por el transporte de crudo por el Oleoducto Nor Peruano, actualmente se encuentra paralizado el Tramo I.

Estados Financieros al 31 de diciembre de 2018 y de 2017

20 OTROS INGRESOS OPERACIONALES		
Este rubro comprende:		
	2018 US\$000	2017 US\$000
Ingresos reconocidos en un momento en el tiempo:		
Tarifas de operación terminales (a)	34,124	34,778
Fletes recuperables (b)	7,545	15,011
Operación de abastecimiento PNP	2,452	1,331
Ingreso por costo de uso de hidrocarburos	1,043	267
Ingresos reconocidos a lo largo del tiempo:		
Transporte crudo por oleoducto (c)	19,243	3,032
Arrendamiento Savia Perú S.A. (Nota 12)	10,000	10,000
Alquileres (d)	5,464	6,850
Otros ingresos por servicios	1,193	1,013
	<u>81,064</u>	<u>72,282</u>
(a) Comprende los ingresos obtenidos por los contratos de operación para los terminales de la Compañía suscritos con el Consorcio Terminales para los terminales y plantas del sur del Perú y con Terminales del Perú para los terminales y plantas del norte y del centro.		

- (b) Corresponden a los ingresos por la facturación de los gastos de transporte asumidos por los clientes. La Compañía considera un margen en la facturación sobre los gastos incurridos por la gestión de estos.
- (c) Corresponde a los ingresos generados por el transporte de crudo por el Oleoducto Norperuano, actualmente se encuentra paralizado el Tramo I.
- (d) PETROPERÚ S.A. como entidad estatal de derecho privado firmó contratos con empresas del sector privado para el arrendamiento de pisos en el edificio de la oficina principal, maquinarias y equipos de explotación en refinerías, y edificaciones productivas como la refinería y planta de ventas en Pucallpa.

Estados Financieros al 31 de diciembre de 2019 y de 2018

21 OTROS INGRESOS OPERACIONALES		
Este rubro comprende:		
	2019 US\$000	2018 US\$000
Ingresos reconocidos en un momento en el tiempo:		
Tarifas de operación terminales (a)	32,149	34,124
Fletes recuperables (b)	10,682	7,545
Operación de abastecimiento PNP	7,177	2,452
Servicios de Operaciones Terminales	2,367	-
Ingreso por costo de uso de hidrocarburos	507	1,043
Ingresos reconocidos a lo largo del tiempo:		
Transporte crudo por oleoducto (c)	32,475	19,243
Arrendamiento Savia Perú S.A. (Nota 12)	10,000	10,000
Alquileres (d)	2,506	5,464
Otros ingresos por servicios	1,856	1,193
	<u>99,719</u>	<u>81,064</u>
(a) Comprende los ingresos obtenidos por los contratos de operación para los terminales de la Compañía suscritos con el Consorcio Terminales para los terminales y plantas del sur del Perú y con Terminales del Perú para los terminales y plantas del norte y del centro.		
(b) Corresponden a los ingresos por la facturación de los gastos de transporte asumidos por los clientes. La Compañía considera un margen en la facturación sobre los gastos incurridos por la gestión de estos.		
(c) Corresponde a los ingresos generados por el transporte de crudo por el Oleoducto Norperuano.		
(d) La Compañía como entidad estatal de derecho privado firmó contratos con empresas del sector privado para el arrendamiento de pisos en el edificio de la oficina principal, maquinarias y equipos de explotación en refinerías, y edificaciones productivas como la refinería y planta de ventas en Pucallpa.		

Estados Financieros al 31 de diciembre de 2020 y de 2019

21 OTROS INGRESOS OPERACIONALES		
Este rubro comprende:		
	2020	2019
	US\$000	US\$000
Ingresos reconocidos en un momento del tiempo:		
Tarifas de operación terminales (a)	16,474	32,149
Servicios de Operaciones Terminales (c)	11,056	9,567
Ingreso por costo de uso de hidrocarburos (d)	11,719	507
Fletes recobrables (b)	7,656	10,682
Operación de abastecimiento PNP	6,031	7,177
Ingresos reconocidos a lo largo del tiempo:		
Transporte crudo por oleoducto (e)	10,056	32,475
Arrendamiento Savia Perú S.A. (Nota 12)	10,000	10,000
Alquileres	1,272	2,506
Otros ingresos por servicios	1,391	1,856
	76,457	99,719
(a) Comprende los ingresos obtenidos por los contratos de operación para los terminales de la Compañía suscritos con Terminales del Perú para los terminales y plantas del norte y del centro y con el Consorcio Terminales para los terminales y plantas del sur del Perú, cuyo contrato culminó en noviembre 2019 (Nota 21-c).		
(b) Corresponden a los ingresos por la facturación de los gastos de transporte asumidos por los clientes. La Compañía considera un margen en la facturación sobre los gastos incurridos por la gestión de estos.		
(c) A partir de noviembre 2019 la Compañía asumió la operación de los Terminales del sur, además la Compañía como entidad estatal de derecho privado firmó contratos con empresas del sector privado para el arrendamiento de pisos en el edificio de la oficina principal, maquinarias y equipos de explotación en refinerías, y edificaciones productivas como la refinería y planta de ventas en Pucallpa.		
(d) Comprende los ingresos obtenidos por el uso inmediato del crudo que se transporta a través del Oleoducto Norperuano, así como la compensación por volatilidad del precio internacional de petróleo. En el 2020, los ingresos por costo de uso de hidrocarburos corresponden al embarque realizado a Petrotal Perú S.A. por US\$11,719 miles, en el marco del contrato de servicio de transporte de combustible.		

Estados Financieros al 31 de diciembre de 2021 y de 2020

21 OTROS INGRESOS OPERACIONALES		
Este rubro comprende:		
	Al 31 de diciembre	
	2021	2020
	US\$000	US\$000
Ingresos reconocidos en un momento del tiempo:		
Tarifas de operación terminales (a)	19,300	16,474
Servicios de Operaciones Terminales (b)	12,923	11,858
Fletes recobrables (c)	7,656	7,656
Operación de abastecimiento PNP	5,310	6,031
Ingreso por costo de uso de hidrocarburos (d)	233	11,719
Ingresos reconocidos a lo largo del tiempo:		
Transporte crudo por oleoducto (e)	9,096	10,056
Arrendamiento SAVIA PERU S.A. (Nota 12(a))	5,000	10,000
Alquileres	1,300	1,272
Otros ingresos por servicios	1,184	1,391
	62,030	76,457
(a) Comprende los ingresos obtenidos por los contratos de operación para los terminales de la Compañía suscritos con Terminales del Perú para los terminales y plantas del norte y del centro.		
(b) A partir de noviembre de 2019 la Compañía asumió la operación de los Terminales del sur, debido al término del contrato de concesión con Consorcio Terminales para los terminales y plantas del sur del Perú.		
(c) Corresponden a los ingresos por la facturación de los gastos de transporte asumidos por los clientes. La Compañía considera un margen en la facturación sobre los gastos incurridos por la gestión de estos.		
(d) Comprende los ingresos obtenidos por el uso inmediato del crudo que se transporta a través del Oleoducto Norperuano, así como la compensación por volatilidad del precio internacional de petróleo.		
(e) Corresponde a los ingresos generados por el transporte de crudo por el Oleoducto Norperuano.		

Estados Financieros al 31 de diciembre de 2022 y de 2021

22 OTROS INGRESOS OPERACIONALES		
Este rubro comprende:		
	2022 US\$000	2021 US\$000
Ingresos reconocidos en un momento en el tiempo:		
Tarifas de operación de terminales (a)	19,261	19,300
Servicios de operaciones terminales (b)	14,291	12,923
Fletes recobrables (c)	10,167	7,684
Operación de abastecimiento PNP	5,160	5,310
Servicios operaciones marítimas	4,013	3,810
Servicio de operación de estaciones de combustible y cisternas a mineras	3,179	-
Ingresos por uso de costo de uso de hidrocarburos	-	233
Ingresos reconocidos a lo largo del tiempo:		
Arrendamiento SAVIA PERU S.A. (Nota 12 (a))	5,000	5,000
Alquileres	1,540	1,300
Otros ingresos por servicios	1,037	1,184
Transporte crudo por oleoducto (d)	-	9,096
	63,648	65,840
(a) Comprende los ingresos obtenidos por los contratos de operación para los terminales de la Compañía suscritos con Terminales del Perú para los terminales y plantas del norte y del centro.		
(b) Corresponde a los ingresos por los servicios de recepción, almacenamiento y despacho de combustible.		
(c) Corresponden a los ingresos por la facturación de los gastos de transporte asumidos por los clientes. La Compañía considera un margen en la facturación sobre los gastos incurridos por la gestión de estos.		
(d) Corresponde a los ingresos generados por el transporte de crudo por el Oleoducto Norperuano.		

Estados Financieros al 31 de diciembre de 2023 y de 2022

22 OTROS INGRESOS OPERACIONALES		
Este rubro comprende:		
	2023 US\$000	2022 US\$000
Ingresos reconocidos en un momento en el tiempo:		
Tarifas de operación de terminales (a)	18,037	19,261
Servicios de operaciones terminales (b)	15,679	14,291
Fletes recobrables (c)	14,866	10,167
Operación de abastecimiento PNP	5,147	5,160
Servicios operaciones marítimas	3,787	4,013
Servicio de operación de estaciones de combustible y cisternas a mineras	1,706	3,179
Ingresos reconocidos a lo largo del tiempo:		
Arrendamiento SAVIA PERU S.A. (d)	4,375	5,000
Alquileres	3,675	1,540
Otros ingresos por servicios	1,106	1,037
Transporte de crudo por oleoducto	244	-
	65,115	63,648
(a) Comprende los ingresos obtenidos por los contratos de operación para los terminales de la Compañía suscritos con Terminales del Perú para los terminales y plantas del norte y del centro.		
(b) Corresponde a los ingresos por los servicios de recepción, almacenamiento y despacho de combustible.		
(c) Corresponden a los ingresos por la facturación de los gastos de transporte asumidos por los clientes. La Compañía considera un margen en la facturación sobre los gastos incurridos por la gestión de estos.		
(d) Corresponde al contrato de arrendamiento suscrito con Savia, el cual culminó el 15 de noviembre de 2023. Al respecto, en noviembre de 2013, la Compañía firmó un contrato de arrendamiento de inmuebles del Lote Z- 2B con Savia Perú S.A. por un plazo de 10 años, que venció el 15 de noviembre de 2013; el cual continuó vigente al amparo del artículo 1700 del Código Civil del Perú que estipula que, al término del plazo del contrato, si el arrendatario permanece en el uso del bien arrendado, no se entiende que hay renovación tácita, sino la continuación del arrendamiento, bajo sus mismas estipulaciones, hasta que el arrendador solicite su devolución, la cual puede darse en cualquier momento. Por este arrendamiento, Savia ha estado pagando a la Compañía US\$10,000 miles anuales hasta el año 2018.		
En abril de 2018, Savia inició un arbitraje contra la Compañía, argumentando que no le corresponde el pago de la merced conductiva establecida en el contrato, considerando que hasta el año 2013 efectuó pagos por un importe equivalente al valor de los activos por un monto de US\$200,000 miles. La Compañía, el 12 de junio de 2019, presentó su contestación ante el Centro de Arbitraje de la Cámara de Comercio de Lima.		

El 12 de julio de 2021, el Centro de Arbitraje de la Cámara de Comercio de Lima, emitió el laudo final estableciendo el monto del arrendamiento en US\$5,000 miles anuales con vigencia desde el año 2013, así como la devolución de arrendamientos cobrados a Savia en exceso desde esa fecha, según resolución del Laudo, por el cual el 28 de septiembre de 2021 la Compañía interpuso una demanda de anulación del laudo arbitral ante el Poder Judicial, debido a que, en opinión de la Gerencia, existen vicios en el proceso arbitral que son causales de nulidad. Asimismo, se solicitó la suspensión de la ejecución del laudo en mención, siendo admitida la demanda al 31 de diciembre de 2022 por el Poder Judicial. Al 31 de diciembre 2023, se encuentra pendiente la resolución del pedido de nulidad.

El contrato de Arrendamiento con Savia culminó el 15 de noviembre de 2023, firmándose un acta de entrega de los activos, sobre los cuales la Compañía no dio su conformidad e indicó que se reservaba el derecho de tomar las acciones legales correspondientes. Con el resultado de una debida diligencia efectuada por la Compañía, se formalizó una demanda contra SAVIA por incumplimiento de contrato, así como la contratación de un estudio especializado para que lleve el caso. Se coordinará con la Jefatura del Lote Z69 inspecciones a los activos con el fin de complementar la información que ayudará a dar soporte al reclamo que se hará formalmente contra SAVIA.

Estados Financieros al 31 de diciembre de 2024 y de 2023

22 OTROS INGRESOS OPERACIONALES			
Este rubro comprende:			
	2024	2023	
	US\$000	US\$000	
Ingresos reconocidos en un momento en el tiempo:			
Tarifas de operación de terminales (a)	20,877	18,037	
Servicios de operaciones terminales (b)	19,496	15,679	
Fletes recobrables (c)	8,294	11,359	
Servicios operaciones marítimas	6,560	3,787	
Operación de abastecimiento PNP	5,323	5,147	
Servicio de operación de estaciones de combustible y cisternas a mineras	1,782	1,706	
Ingresos reconocidos a lo largo del tiempo:			
Alquileres	3,840	3,675	
Transporte de crudo por oleoducto	3,165	244	
Otros ingresos por servicios	1,586	1,106	
Arrendamiento SAVIA PERU S.A. (d)	-	4,375	
	70,923	65,115	
(a) Comprende los ingresos obtenidos por los contratos de operación para los terminales de la Compañía suscritos con Terminales del Perú para los terminales y plantas del norte y del centro.			
(b) Corresponde a los ingresos por los servicios de recepción, almacenamiento y despacho de combustible.			
(c) Corresponden a los ingresos por la facturación de los gastos de transporte asumidos por los clientes. La Compañía considera un margen en la facturación sobre los gastos incurridos por la gestión de estos.			

144.1021. Que, de los estados financieros analizados, se puede observar la siguiente evolución de los ingresos por (i) tarifa de operación de los Terminales Sur, Centro y Norte hasta noviembre de 2019, (ii) tarifa de operación de los Terminales Centro y Norte desde noviembre de 2019 a 2024 y, (iii) servicios operacionales terminales correspondientes a los ingresos por la operación directa de los Terminales del Sur de noviembre de 2019 a 2024 (cifras expresadas en miles de US\$):

	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Tarifas de operación de terminales	33,335	34,778	34,124	32,149	16,474	19,300	19,261	18,037	20,877
Servicios operacionales terminales	0	0	0	2,367	11,858	12,923	14,291	15,679	19,496
Total	33,335	34,778	34,124	34,516	28,332	32,223	33,552	33,716	40,373

144.1022. Que, se puede apreciar que, a partir de noviembre de 2019, **PETROPERÚ** asumió la operación de los Terminales del Sur; de ahí que, surja el rubro «Servicios Operacionales Terminales».

144.1023. Que, se toma en consideración lo mencionado por **TDP** en su Cuarto Informe Económico:

120. En este escenario, hemos efectuado una estimación prudente de los ingresos por tarifa de almacenamiento y despacho de usuarios diferentes a PP que podría obtener PP en el período de 21 de marzo de 2024 a 31 de julio de 2025 teniendo en cuenta el desempeño de PP en 2024 en los Terminales Sur (el mejor año en ingresos desde que comenzó a operar directamente estos Terminales) y el impacto de la inflación. Para ello, hemos realizado el trabajo que detallamos a continuación:

i. Como hemos indicado los ingresos que PP consiguió obtener por la explotación directa de los Terminales Sur mediante tarifa de almacenamiento y despacho a terceros no fueron superiores a la Tarifa de Explotación obtenida por la externalización durante los primeros 4 años de operación directa de los Terminales Sur. Por ello, asumimos de manera razonable que la Tarifa de Explotación por la externalización de los Terminales Sur en 2021 fuera equivalente a los ingresos de usuarios diferentes a PP registrados en las correspondientes cuentas anuales (12.923 miles de USD; obviando el año 2020 debido a los efectos de la pandemia del COVID).

144.1024. Que, al respecto, si bien es cierto que los ingresos a partir del año 2020 no superan a los de años anteriores, cuando las operaciones se encontraban externalizadas, el Árbitro considera razonable realizar la proyección tomando como base el año en que se resolvieron los Contratos de Operación, es decir, 2024. Ello, por cuanto se tiene en cuenta que la situación generada por la Pandemia del COVID-19 afectó económicamente tanto a **PETROPERÚ** como a **TDP**; pero también que, después de una caída de tal magnitud, los ingresos de **PETROPERÚ** al operar directamente los Terminales del Sur han mostrado un incremento anual sostenido, mientras que los ingresos por la operación de terminales a cargo de **TDP** han disminuido anualmente.

- 144.1025. Que, en el año 2024, tanto los ingresos por gestión directa por **PETROPERÚ**, como ingresos por gestión de **TDP** experimentaron un aumento. En ese sentido, el Árbitro considera que, a efectos de realizar una proyección económica en relación al lucro cesante, el año 2024 constituye el referente más relevante y actualizado, toda vez que refleja las condiciones operativas y de mercado más cercanas al periodo en que se produce la resolución de los Contratos (marzo 2024). Por lo tanto, si se requiere proyectar ingresos para los años 2025 y parte del 2026, los cuales estarían comprendidos para el cálculo del lucro cesante (pues el presente Laudo Arbitral se emite el 12 de mayo de 2026), resulta metodológicamente adecuado basarse en la información financiera del año 2024, dado que los años anteriores estuvieron afectados por factores extraordinarios como la pandemia del COVID-19, que distorsionan la tendencia normal de los ingresos.
- 144.1026. Que, incluso si no se tomara dicho factor para los años posteriores al 2020, **PETROPERÚ** evidencia un incremento consistente por 4 años; sin embargo, **TDP** evidencia lo contrario. Por lo que, el año 2024 muestra una recuperación para ambas partes, sostenida y consistente, situación que convierte a ese año en la base más fiable y razonable para la proyección del lucro cesante reclamado por **PETROPERÚ**.
- 144.1027. Que, en ese sentido, a efectos de realizar el cálculo económico que hubiera generado **PETROPERÚ** si hubiese operado directamente los Terminales del Norte y Centro, se debe tener en cuenta los informes periciales de ambas partes.
- 144.1028. Que, en ese sentido, se advierte que para realizar el cálculo de Ingreso Usuario **PETROPERÚ** toma como referencia el numeral 5.1.1 del apartado 5.1 «Tarifa a Pagar al Contratante» de la Cláusula Quinta de los Contratos de Operación, la cual establece lo siguiente:

CLÁUSULA QUINTA: TARIFAS.

5.1 Tarifa a Pagar al Contratante

- 5.1.1 El Operador pagará mensualmente al Contratante una tarifa de Ocho mil setecientas nueve diez milésimas de Dólar Americano (US\$ 0.8709) por cada Barril despachado de Hidrocarburos en dicho periodo.
- 5.1.2 Para efectos de la facturación mensual de la tarifa de este acápite, se considerará el volumen normal de Hidrocarburos realmente despachado durante el mes calendario. El supervisor del Contratante tendrá el derecho a revisar los despachos diarios de productos. El Operador se obliga a suministrar mensualmente al Contratante toda la información relacionada al movimiento diario por producto de los Terminales.

- 144.1029. Que, del mismo modo, se toma de referencia el numeral 5.2.1 del apartado 5.2 «Tarifa a Cobrar a los Usuarios» de la Cláusula Quinta de los Contratos de Operación, la cual establece lo siguiente:

5.2 Tarifa a Cobrar a los Usuarios

5.2.1 El Operador cobrará a los Usuarios una tarifa no mayor de ocho mil seiscientos setenta y siete diez milésimos de Dólar (US\$ 0.8677) por cada Barril de capacidad de almacenamiento contratado por cada mes calendario, salvo lo dispuesto en el siguiente párrafo. Esta tarifa es de aplicación aun cuando no se haga uso de las facilidades de almacenaje durante dicho mes calendario.

- 144.1030. Que, como tercera referencia, se tiene el numeral 5.2.3 del apartado 5.2 «Tarifa a Cobrar a los Usuarios» de la Cláusula Quinta de los Contratos de Operación, la cual establece lo siguiente:

5.2.3 El Operador cobrará además, a los Usuarios una tarifa por la recepción, control de inventarios, aditivación y despacho de productos por cualquier medio, la cual se calculará en base a Barril despachado de Hidrocarburos, no mayor de ocho mil trescientos ochenta y ocho diez milésimos de Dólar (US\$ 0.8388). Los aditivos serán proporcionados por el Usuario.

- 144.1031. Que, en ese sentido, mediante el Tercer Informe Pericial realizado por FTI, dentro del medio probatorio FTI-116, se ofrecen facturas emitidas por **TDP** a **PETROPERÚ** referidas a las actividades de operación y almacenamiento.
- 144.1032. Que, en ese orden de ideas, el Árbitro ha efectuado el cálculo de los Ingresos de **PETROPERÚ** como Operador en base a la suma de los montos establecidos en las facturas del año 2024 por la Actividad de Operación de los Terminales del Centro y Terminales del Norte, así podemos observar:

Factura Actividad de Operación – Terminal Callao – enero 2024

		TERMINALES DEL PERU Direccion Fiscal: URB. INDUSTRIAL LA CHALACA - Av. Nestor Gambetta Teléfono: (511) 613-6200		R.U.C. N° 20563249766 FACTURA ELECTRÓNICA N° FF01-0010210	
Señor(es): PETROLEOS DEL PERU PETROPERU SA		Fecha de Emisión: 31/01/2024		Forma de Pago: Credito	
RUC: 20100128218		Fecha de Vencimiento: 13/02/2024		Importe: 429,462.28	
Dirección: AV. ENRIQUE CANAVAL MOREYRA NRO. 150 LIMA - SAN ISIDRO LIMA LIMA		Importe: 429,462.28		Cuota: 429,462.28	
Item	Unidad	Descripción	Cantidad	Precio	Monto Item
1	BG	Operacion (Throughput) Gasolina Premium TERMINAL CALLAO ENERO 2024	38,716.60	1.1041	42,747.00
1	BG	Operacion (Throughput) Gasolina Regular TERMINAL CALLAO ENERO 2024	26,203.14	1.1041	28,930.89
1	BG	Operacion (Throughput) AVGAS TERMINAL CALLAO ENERO 2024	572.98	1.1041	632.63
1	BG	Operacion (Throughput) Etanol TERMINAL CALLAO ENERO 2024	5,492.12	1.1041	6,063.85
1	BG	Operacion (Throughput) Turbo A-1 TERMINAL CALLAO ENERO 2024	131,126.07	1.1041	144,778.29
1	BG	Operacion (Throughput) Diesel ULSD TERMINAL CALLAO ENERO 2024	31,311.86	1.1041	34,571.42
1	BG	Operacion (Throughput) Diesel B5-S50 TERMINAL CALLAO ENERO 2024	111,190.76	1.1041	122,765.72
1	BG	Operacion (Throughput) B-100 TERMINAL CALLAO ENERO 2024	1,648.02	1.1041	1,819.58
1	BG	Operacion (Throughput) G.L.P. TERMINAL CALLAO ENERO 2024	28,342.24	1.1041	31,292.67
		Sub-Total			\$ 413,600.05
		IGV 18%			\$ 74,448.00
		Total			\$ 488,048.05

Factura Actividad de Operación – Terminal Salaverry – enero 2024

		TERMINALES DEL PERU Direccion Fiscal: URB. INDUSTRIAL LA CHALACA - Av. Nestor Gambetta Teléfono: (511) 613-6200		R.U.C. N° 20563249766 FACTURA ELECTRÓNICA N° FF01-0010210	
Señor(es): PETROLEOS DEL PERU PETROPERU SA		Fecha de Emisión: 31/01/2024		Forma de Pago: Credito	
RUC: 20100128218		Fecha de Vencimiento: 13/02/2024		Importe: 114,996.69	
Dirección: AV. ENRIQUE CANAVAL MOREYRA NRO. 150 LIMA - SAN ISIDRO LIMA LIMA		Importe: 114,996.69		Cuota: 114,996.69	
Item	Unidad	Descripción	Cantidad	Precio	Monto Item
1	BG	Operacion (Throughput) Gasolina Premium TERMINAL SALAVERRY ENERO 2024	12,540.86	1.1041	13,846.36
1	BG	Operacion (Throughput) Gasolina Regular TERMINAL SALAVERRY ENERO 2024	17,410.45	1.1041	19,222.88
1	BG	Operacion (Throughput) Diesel B5-S50 TERMINAL SALAVERRY ENERO 2024	68,106.71	1.1041	75,196.62
1	BG	Operacion (Throughput) Etanol TERMINAL SALAVERRY ENERO 2024	2,244.60	1.1041	2,478.26
		Sub-Total			\$ 110,744.12
		IGV 18%			\$ 19,933.94
		Total			\$ 130,678.06

144.1033. Que, asimismo, este Árbitro ha realizado el cálculo de los Ingresos de PETROPERÚ como Operador en base a la suma de los montos establecidos en las facturas del año 2024 por la Actividad de Almacenamiento de los Terminales del Centro y Terminales del Norte, conforme se puede observar a continuación:

Factura Actividad de Almacenamiento – Terminal Callao – Enero 2024

		TERMINALES DEL PERU Direccion Fiscal: URB. INDUSTRIAL LA CHALACA - Av. Nestor Gambetta 1265, Teléfono: (511) 613-6200		R.U.C. N° 20563249766 FACTURA ELECTRÓNICA N° FF01-0010166	
Señor(es): PETROLEOS DEL PERU PETROPERU SA		Fecha de Emisión: 31/01/2024		Forma de Pago: Credito	
RUC: 20100128218		Fecha de Vencimiento: 09/02/2024		Importe: 542,930.95	
Dirección: AV. ENRIQUE CANAVAL MOREYRA NRO. 150 LIMA - SAN ISIDRO LIMA LIMA		Cuota: 542,930.95			
Item	Unidad	Descripción	Cantidad	Precio Unitario	Monto Item
1	BG	Almacenamiento MGO TERMINAL CALLAO ENERO 2024	8,300.00	1.1421	9,479.43
1	BG	Almacenamiento G.L.P TERMINAL CALLAO ENERO 2024	49,500.00	1.1421	56,533.95
1	BG	Almacenamiento Gasolina Premium TERMINAL CALLAO ENERO 2024	42,000.00	1.1421	47,968.20
1	BG	Almacenamiento Gasolina Regular TERMINAL CALLAO ENERO 2024	31,000.00	1.1421	35,405.10
1	BG	Almacenamiento Etanol TERMINAL CALLAO ENERO 2024	4,000.00	1.1421	4,568.40
1	BG	Almacenamiento AVGAS TERMINAL CALLAO ENERO 2024	7,000.00	1.1421	7,994.70
1	BG	Almacenamiento Turbo A-1 TERMINAL CALLAO ENERO 2024	165,000.00	1.1421	188,446.50
1	BG	Almacenamiento Diesel ULSD TERMINAL CALLAO ENERO 2024	83,000.00	1.1421	94,794.30
1	BG	Almacenamiento B-100 TERMINAL CALLAO ENERO 2024	3,000.00	1.1421	3,426.30
1	BG	Almacenamiento Diesel B5-S50 TERMINAL CALLAO ENERO 2024	65,000.00	1.1421	74,236.50
		Sub-Total			\$ 522,853.38
		IGV 18%			\$ 94,113.61
		Total			\$ 616,966.99

Factura Actividad de Almacenamiento – Terminal Supe – Enero 2024

		TERMINALES DEL PERU Direccion Fiscal: URB. INDUSTRIAL LA CHALACA - Av. Nestor Gambetta Teléfono: (511) 613-6200		R.U.C. N° 20563249766 FACTURA ELECTRÓNICA N° FF01-0010180	
Señor(es): PETROLEOS DEL PERU PETROPERU SA		Fecha de Emisión: 31/01/2024		Forma de Pago: Credito	
RUC: 20100128218		Fecha de Vencimiento: 09/02/2024		Importe: 28,462.96	
Dirección: AV. ENRIQUE CANAVAL MOREYRA NRO. 150 LIMA - SAN ISIDRO LIMA LIMA		Cuota: 28,462.96			
Item	Unidad	Descripción	Cantidad	Precio	Monto Item
1	BG	Almacenamiento Gasolina Regular TERMINAL SUPE ENERO 2024	3,300.00	1.1421	3,768.93
1	BG	Almacenamiento Diesel B5-S50 TERMINAL SUPE ENERO 2024	20,000.00	1.1421	22,842.00
1	BG	Almacenamiento Etanol TERMINAL SUPE ENERO 2024	700.00	1.1421	799.47
		Sub-Total			\$ 27,410.40
		IGV 18%			\$ 4,933.87
		Total			\$ 32,344.27

144.1034. Que, de las facturas revisadas, se contabilizaron los montos resultantes por cada mes del año 2024, siendo como resultado de la Actividad de Operación en los Terminales del Norte y Terminales del Centro, el siguiente:

OPERACIÓN					
TERMINALES DEL CENTRO (CALLAO)		FACTURAS DE OPERACIÓN	CANTIDAD (BARRILES)	TARIFA	TOTAL US\$
ENERO	2024	FF01-0010201	374,603.79	1.1041	413,600.05
FEBRERO	2024	FF01-0010329	282,079.34	1.1041	311,443.79
MARZO	2024	FF01-0010462	235,291.39	1.1041	259,785.22
ABRIL	2024	FF01-0010622	196,122.01	1.1041	216,538.31
MAYO	2024	FF01-0010781	182,337.25	1.1041	201,318.56
JUNIO	2024	FF01-0010920	165,948.13	1.1041	183,223.33
JULIO	2024	FF01-0011064	193,792.80	1.1041	213,966.63
AGOSTO	2024	FF01-0011218	221,421.98	1.1041	244,472
SEPTIEMBRE	2024	FF01-0011366	255,125.29	1.1041	281,683.83
OCTUBRE	2024	FF01-0011526	314,836.04	1.1041	347,610.47
NOVIEMBRE	2024	FF01-0011675	281,160.46	1.1041	310,429.26
DICIEMBRE	2024	FF01-0011850	347,790.06	1.1041	383,995
		TOTAL BARRILES CENTRO 2024	3,050,508.54	TOTAL INGRESOS CENTRO 2024	3,368,066.45

OPERACIÓN					
TERMINALES DEL NORTE					
TERMINAL SALAVERRY		FACTURAS DE OPERACIÓN	CANTIDAD (BARRILES)	TARIFA	TOTAL US\$
ENERO	2024	FF01-0010210	100,302.62	1.1041	110,744.12
FEBRERO	2024	FF01-0010337	79,263.64	1.1041	87,514.98
MARZO	2024	FF01-0010499	51,395.86	1.1041	56,746.17
ABRIL	2024	FF01-0010641	49,024	1.1041	54,127.39
MAYO	2024	FF01-0010789	55,534.54	1.1041	61,315.69
JUNIO	2024	FF01-0010961	35,092.60	1.1041	38,745.74
JULIO	2024	FF01-0011081	34,588.49	1.1041	38,189.15
AGOSTO	2024	FF01-0011262	61,582.35	1.1041	67,993.07
SEPTIEMBRE	2024	FF01-0011376	97,924.20	1.1041	108,118.11
OCTUBRE	2024	FF01-0011569	116,082.46	1.1041	128,166.64
NOVIEMBRE	2024	FF01-0011724	102,501.13	1.1041	113,171.49
DICIEMBRE	2024	FF01-0011859	96,163.64	1.1041	106,174.27
		TOTAL BARRILES SALAVERRY 2024	879,455.53	TOTAL INGRESOS SALAVERRY 2024	971,006.82

OPERACIÓN					
TERMINALES DEL NORTE					
TERMINAL SUPE		FACTURAS DE OPERACIÓN	CANTIDAD (BARRILES)	TARIFA	TOTAL US\$
ENERO	2024	FF01-0010213	18,107.27	1.1041	19,992.24
FEBRERO	2024	FF01-0010339	10,014.61	1.1041	11,057.14
MARZO	2024	FF01-0010501	8,979.28	1.1041	9,914.02
ABRIL	2024	FF01-0010643	7,595.50	1.1041	8,386.19
MAYO	2024	FF01-0010791	8,407.65	1.1041	9,282.89
JUNIO	2024	FF01-0010963	9,156.61	1.1041	10,109.81
JULIO	2024	FF01-0011083	10,988.96	1.1041	12,132.91
AGOSTO	2024	FF01-0011265	12,625.35	1.1041	13,939.65
SEPTIEMBRE	2024	FF01-0011378	20,268.10	1.1041	22,378
OCTUBRE	2024	FF01-0011571	22,243.35	1.1041	24,558.88
NOVIEMBRE	2024	FF01-0011726	22,437.87	1.1041	24,773.65
DICIEMBRE	2024	FF01-0011861	25,846.12	1.1041	28,536.70
		TOTAL BARRILES SUPE 2024	176,670.67	TOTAL INGRESOS SUPE 2024	195,062.08

OPERACIÓN					
TERMINALES DEL NORTE					
TERMINAL ETEN		FACTURAS DE OPERACIÓN	CANTIDAD (BARRILES)	TARIFA	TOTAL US\$
ENERO	2024	FF01-0010211	128,247.55	1.1041	141,598.13
FEBRERO	2024	FF01-0010336	105,332.52	1.1041	116,297.64
MARZO	2024	FF01-0010498	72,105.64	1.1041	79,611.84
ABRIL	2024	FF01-0010640	55,020.07	1.1041	60,747.65
MAYO	2024	FF01-0010788	65,552.16	1.1041	72,376.14
JUNIO	2024	FF01-0010960	49,296.34	1.1041	54,428.09
JULIO	2024	FF01-0011080	44,063.29	1.1041	48,650.28
AGOSTO	2024	FF01-0011261	97,160.24	1.1041	107,274.62
SEPTIEMBRE	2024	FF01-0011375	133,275.29	1.1041	147,149.25
OCTUBRE	2024	FF01-0011568	155,510.11	1.1041	171,698.71
NOVIEMBRE	2024	FF01-0011723	144,794.91	1.1041	159,868.06
DICIEMBRE	2024	FF01-0011858	147,514.69	1.1041	162,870.97
		TOTAL BARRILES ETEN 2024	1,197,872.81	TOTAL INGRESOS ETEN 2024	1,322,571.38

OPERACIÓN					
TERMINALES DEL NORTE					
TERMINAL CHIMBOTE		FACTURAS DE OPERACIÓN	CANTIDAD (BARRILES)	TARIFA	TOTAL US\$
ENERO	2024	FF01-0010212	26,861.78	1.1041	29,658.09
FEBRERO	2024	FF01-0010338	21,753.88	1.1041	24,018.45
MARZO	2024	FF01-0010500	15,670.85	1.1041	17,302.18
ABRIL	2024	FF01-0010642	29,499.10	1.1041	32,569.95
MAYO	2024	FF01-0010790	39,747.18	1.1041	43,884.86
JUNIO	2024	FF01-0010962	22,529.24	1.1041	24,874.53
JULIO	2024	FF01-0011082	15,985.69	1.1041	17,649.80
AGOSTO	2024	FF01-0011263	18,280.14	1.1041	20,183.10
SEPTIEMBRE	2024	FF01-0011377	30,253.50	1.1041	33,402.88
OCTUBRE	2024	FF01-0011570	46,640.97	1.1041	51,496.29
NOVIEMBRE	2024	FF01-0011725	89,497.02	1.1041	98,813.66
DICIEMBRE	2024	FF01-0011860	87,733.50	1.1041	96,866.56
		TOTAL BARRILES CHIMBOTE 2024	444,452.85	TOTAL INGRESOS CHIMBOTE 2024	490,720.35

144.1035. Que, de las facturas revisadas, se contabilizaron los montos resultantes por cada mes del año 2024, siendo como resultado de la Actividad de Almacenamiento en los Terminales del Norte y Terminales del Centro, lo siguiente:

ALMACENAMIENTO					
TERMINALES DEL CENTRO (CALLAO)					
		FACTURAS DE ALMACENAMIENTO	CANTIDAD (BARRILES)	TARIFA	TOTAL US\$
ENERO	2024	FF01-0010166	457,800.00	1.1421	522,853.38
FEBRERO	2024	FF01-0010310	507,100.00	1.1421	579,158.91
MARZO	2024	FF01-0010445	424,525.00	1.1421	484,850.00
ABRIL	2024	FF01-0010587	346,954.00	1.1421	396,256.16
MAYO	2024	FF01-0010732	346,643.00	1.1421	395,900.97
JUNIO	2024	FF01-0010881	329,329.00	1.1421	376,126.65
JULIO	2024	FF01-0011036	296,530.00	1.1421	338,666.91
AGOSTO	2024	FF01-0011178	294,830.00	1.1421	336,725.34
SEPTIEMBRE	2024	FF01-0011327	339,730.00	1.1421	388,005.63
OCTUBRE	2024	FF01-0011481	339,035.00	1.1421	387,211.87
NOVIEMBRE	2024	FF01-0011634	311,180.00	1.1421	355,398.68
DICIEMBRE	2024	FF01-0011794	312,580.00	1.1421	356,997.62
		TOTAL BARRILES CENTRO 2024	4,306,236.00	TOTAL INGRESOS CENTRO 2024	4,918,152.12

ALMACENAMIENTO					
TERMINALES DEL NORTE					
TERMINAL SALAVERRY		FACTURAS DE ALMACENAMIENTO	CANTIDAD (BARRILES)	TARIFA	TOTAL US\$
ENERO	2024	FF01-0010179	104,619.00	1.1421	119,485.36
FEBRERO	2024	FE01-0010307	104,972.00	1.1421	119,888.52
MARZO	2024	FE01-0010458	101,493.00	1.1421	115,915.16
ABRIL	2024	FF01-0010584	67,070	1.1421	76,600.65
MAYO	2024	FF01-0010734	62,000.00	1.1421	70,810.20
JUNIO	2024	FF01-0010887	67,000.00	1.1421	76,520.70
JULIO	2024	FF01-0011042	67,000.00	1.1421	76,520.70
AGOSTO	2024	FF01-0011184	71,916.00	1.1421	82,135.26
SEPTIEMBRE	2024	FF01-0011333	73,589.00	1.1421	84,045.99
OCTUBRE	2024	FF01-0011487	73,176.00	1.1421	83,574.30
NOVIEMBRE	2024	FF01-0011640	79,457.00	1.1421	90,747.84
DICIEMBRE	2024	FF01-0011807	79,816.00	1.1421	91,157.85
TOTAL BARRILES SALAVERRY 2024			952,108.00	TOTAL INGRESOS SALAVERRY 2024	1,087,402.53

ALMACENAMIENTO					
TERMINALES DEL NORTE					
TERMINAL SUPE		FACTURAS DE ALMACENAMIENTO	CANTIDAD (BARRILES)	TARIFA	TOTAL US\$
ENERO	2024	FE01-0010180	24,000.00	1.1421	27,410.40
FEBRERO	2024	FE01-0010309	25,400.00	1.1421	29,009.34
MARZO	2024	FE01-0010460	32,001.00	1.1421	36,548.34
ABRIL	2024	FF01-0010586	15,440.00	1.1421	17,634.02
MAYO	2024	FF01-0010736	9,700.00	1.1421	11,078.37
JUNIO	2024	FF01-0010889	9,700.00	1.1421	11,078.37
JULIO	2024	FF01-0011044	9,200.00	1.1421	10,507.32
AGOSTO	2024	FF01-0011186	22,200.00	1.1421	25,354.62
SEPTIEMBRE	2024	FF01-0011335	22,200.00	1.1421	25,354.62
OCTUBRE	2024	FF01-0011489	26,291.00	1.1421	30,026.95
NOVIEMBRE	2024	FF01-0011642	27,174.00	1.1421	31,035.43
DICIEMBRE	2024	FF01-0011809	29,374.00	1.1421	33,548.05
TOTAL BARRILES SUPE 2024			252,680.00	TOTAL INGRESOS SUPE 2024	288,585.83

ALMACENAMIENTO					
TERMINALES DEL NORTE					
TERMINAL ETEN		FACTURAS DE ALMACENAMIENTO	CANTIDAD (BARRILES)	TARIFA	TOTAL US\$
ENERO	2024	FE01-0010178	150,187.00	1.1421	171,528.57
FEBRERO	2024	FE01-0010306	150,326.00	1.1421	171,687.32
MARZO	2024	FF01-0010457	150,330.00	1.1421	171,691.89
ABRIL	2024	FF01-0010583	103,067.00	1.1421	117,712.82
MAYO	2024	FF01-0010733	103,067.00	1.1421	117,712.82
JUNIO	2024	FF01-0010886	84,297.11	1.1421	96,275.73
JULIO	2024	FF01-0011041	84,297.00	1.1421	96,275.60
AGOSTO	2024	FF01-0011183	93,515.00	1.1421	106,803.48
SEPTIEMBRE	2024	FF01-0011332	116,604.00	1.1421	133,173.43
OCTUBRE	2024	FF01-0011486	97,262.00	1.1421	111,082.93
NOVIEMBRE	2024	FF01-0011639	103,317.00	1.1421	117,998.35
DICIEMBRE	2024	FF01-0011806	104,508.00	1.1421	119,358.59
TOTAL BARRILES ETEN 2024			1,340,777.11	TOTAL INGRESOS ETEN 2024	1,531,301.53

ALMACENAMIENTO					
TERMINALES DEL NORTE					
TERMINAL CHIMBOTE		FACTURAS DE ALMACENAMIENTO	CANTIDAD (BARRILES)	TARIFA	TOTAL US\$
ENERO	2024	FF01-0010181	54,337.00	1.1421	62,058.29
FEBRERO	2024	FF01-0010308	62,059.00	1.1421	70,877.58
MARZO	2024	FF01-0010459	63,740.00	1.1421	72,797.45
ABRIL	2024	FF01-0010585	51,754.00	1.1421	59,108.24
MAYO	2024	FF01-0010735	53,777.00	1.1421	61,418.71
JUNIO	2024	FF01-0010888	47,950.00	1.1421	54,763.70
JULIO	2024	FF01-0011043	31,300.00	1.1421	35,747.73
AGOSTO	2024	FF01-0011185	30,977.00	1.1421	35,378.83
SEPTIEMBRE	2024	FF01-0011334	35,894.00	1.1421	40,994.54
OCTUBRE	2024	FF01-0011488	76,700.00	1.1421	87,599.07
NOVIEMBRE	2024	FF01-0011461	82,751.00	1.1421	94,509.92
DICIEMBRE	2024	FF01-0011808	83,924.00	1.1421	95,849.60
TOTAL BARRILES CHIMBOTE 2024			675,163.00	TOTAL INGRESOS CHIMBOTE 2024	771,103.66

144.1036. Que, por último, se efectuó el cálculo de los Ingresos de **PETROPERÚ** como Operador en base a la suma de los montos del año 2024 por la Actividad de Recepción de los Terminales del Centro y Terminales del Norte. Al respecto, se precisa que, mediante el medio probatorio FII-099, se presentan los montos respecto a la Tarifa de Recepción. Sin embargo, no se identifican las facturas que sostendrían dichos ingresos; por lo que, el cálculo se realizó conforme lo señala el numeral 5.2.3 del apartado 5.2 «Tarifa a Cobrar a los Usuarios» de la Cláusula Quinta de los Contratos de Operación. Es decir, la tarifa no mayor de US\$ 0.8388 por cada barril despachado de hidrocarburos, este último dato puede encontrarse en las facturas de la actividad de Operación.

RECEPCIÓN					
TERMINALES DEL CENTRO (CALLAO)		FACTURAS DE OPERACIÓN	CANTIDAD (BARRILES)	TARIFA	TOTAL US\$
ENERO	2024	FF01-0010201	374,603.79	0.8388	314,217.66
FEBRERO	2024	FF01-0010329	282,079.34	0.8388	236,608.15
MARZO	2024	FF01-0010462	235,291.39	0.8388	197,362.42
ABRIL	2024	FF01-0010622	196,122.01	0.8388	164,507.14
MAYO	2024	FF01-0010781	182,337.25	0.8388	152,944.49
JUNIO	2024	FF01-0010920	165,948.13	0.8388	139,197.29
JULIO	2024	FF01-0011064	193,792.80	0.8388	162,553.40
AGOSTO	2024	FF01-0011218	221,421.98	0.8388	185,729
SEPTIEMBRE	2024	FF01-0011366	255,125.29	0.8388	213,999.09
OCTUBRE	2024	FF01-0011526	314,836.04	0.8388	264,084.47
NOVIEMBRE	2024	FF01-0011675	281,160.46	0.8388	235,837.39
DICIEMBRE	2024	FF01-0011850	347,790.06	0.8388	291,726
		TOTAL BARRILES CENTRO 2024	3,050,508.54	TOTAL INGRESOS CENTRO 2024	2,558,766.56

RECEPCIÓN					
TERMINALES DEL NORTE					
TERMINAL SALAVERRY		FACTURAS DE OPERACIÓN	CANTIDAD (BARRILES)	TARIFA	TOTAL US\$
ENERO	2024	FF01-0010210	100,302.62	0.8388	84,133.84
FEBRERO	2024	FF01-0010337	79,263.64	0.8388	66,486.34
MARZO	2024	FF01-0010499	51,395.86	0.8388	43,110.85
ABRIL	2024	FF01-0010641	49,024	0.8388	41,121.33
MAYO	2024	FF01-0010789	55,534.54	0.8388	46,582.37
JUNIO	2024	FF01-0010961	35,092.60	0.8388	29,435.67
JULIO	2024	FF01-0011081	34,588.49	0.8388	29,012.83
AGOSTO	2024	FF01-0011262	61,582.35	0.8388	51,655.28
SEPTIEMBRE	2024	FF01-0011376	97,924.20	0.8388	82,138.82
OCTUBRE	2024	FF01-0011569	116,082.46	0.8388	97,369.97
NOVIEMBRE	2024	FF01-0011724	102,501.13	0.8388	85,977.95
DICIEMBRE	2024	FF01-0011859	96,163.64	0.8388	80,662.06
		TOTAL BARRILES SALAVERRY 2024	879,455.53	TOTAL INGRESOS SALAVERRY 2024	737,687.30

RECEPCIÓN					
TERMINALES DEL NORTE					
TERMINAL SUPE		FACTURAS DE OPERACIÓN	CANTIDAD (BARRILES)	TARIFA	TOTAL US\$
ENERO	2024	FF01-0010213	18,107.27	0.8388	15,188.38
FEBRERO	2024	FF01-0010339	10,014.61	0.8388	8,400.25
MARZO	2024	FF01-0010501	8,979.28	0.8388	7,531.82
ABRIL	2024	FF01-0010643	7,595.50	0.8388	6,371.11
MAYO	2024	FF01-0010791	8,407.65	0.8388	7,052.34
JUNIO	2024	FF01-0010963	9,156.61	0.8388	7,680.56
JULIO	2024	FF01-0011083	10,988.96	0.8388	9,217.54
AGOSTO	2024	FF01-0011265	12,625.35	0.8388	10,590.14
SEPTIEMBRE	2024	FF01-0011378	20,268.10	0.8388	17,001
OCTUBRE	2024	FF01-0011571	22,243.35	0.8388	18,657.72
NOVIEMBRE	2024	FF01-0011726	22,437.87	0.8388	18,820.89
DICIEMBRE	2024	FF01-0011861	25,846.12	0.8388	21,679.73
		TOTAL BARRILES SUPE 2024	176,670.67	TOTAL INGRESOS SUPE 2024	148,191.36

RECEPCIÓN					
TERMINALES DEL NORTE					
TERMINAL ETEN		FACTURAS DE OPERACIÓN	CANTIDAD (BARRILES)	TARIFA	TOTAL US\$
ENERO	2024	FF01-0010211	128,247.55	0.8388	107,574.04
FEBRERO	2024	FF01-0010336	105,332.52	0.8388	88,352.92
MARZO	2024	FF01-0010498	72,105.64	0.8388	60,482.21
ABRIL	2024	FF01-0010640	55,020.07	0.8388	46,150.83
MAYO	2024	FF01-0010788	65,552.16	0.8388	54,985.15
JUNIO	2024	FF01-0010960	49,296.34	0.8388	41,349.77
JULIO	2024	FF01-0011080	44,063.29	0.8388	36,960.29
AGOSTO	2024	FF01-0011261	97,160.24	0.8388	81,498.01
SEPTIEMBRE	2024	FF01-0011375	133,275.29	0.8388	111,791.31
OCTUBRE	2024	FF01-0011568	155,510.11	0.8388	130,441.88
NOVIEMBRE	2024	FF01-0011723	144,794.91	0.8388	121,453.97
DICIEMBRE	2024	FF01-0011858	147,514.69	0.8388	123,735.32
		TOTAL BARRILES ETEN 2024	1,197,872.81	TOTAL INGRESOS ETEN 2024	1,004,775.71

RECEPCIÓN					
TERMINALES DEL NORTE					
TERMINAL CHIMBOTE		FACTURAS DE OPERACIÓN	CANTIDAD (BARRILES)	TARIFA	TOTAL US\$
ENERO	2024	FF01-0010212	26,861.78	0.8388	22,531.66
FEBRERO	2024	FF01-0010338	21,753.88	0.8388	18,247.15
MARZO	2024	FF01-0010500	15,670.85	0.8388	13,144.71
ABRIL	2024	FF01-0010642	29,499.10	0.8388	24,743.85
MAYO	2024	FF01-0010790	39,747.18	0.8388	33,339.93
JUNIO	2024	FF01-0010962	22,529.24	0.8388	18,897.53
JULIO	2024	FF01-0011082	15,985.69	0.8388	13,408.80
AGOSTO	2024	FF01-0011263	18,280.14	0.8388	15,333.38
SEPTIEMBRE	2024	FF01-0011377	30,253.50	0.8388	25,376.64
OCTUBRE	2024	FF01-0011570	46,640.97	0.8388	39,122.45
NOVIEMBRE	2024	FF01-0011725	89,497.02	0.8388	75,070.10
DICIEMBRE	2024	FF01-0011860	87,733.50	0.8388	73,590.86
		TOTAL BARRILES CHIMBOTE 2024	444,452.85	TOTAL INGRESOS CHIMBOTE 2024	372,807.05

144.1037. Que, en base a la suma de lo establecido en las facturas y el análisis efectuado, se tienen los montos finales del año 2024 en Ingresos de **PETROPERÚ** como

Operador, los cuales servirán como promedio para realizar la proyección de Ingresos de Operador en los años posteriores:

OPERACIÓN 2024	TOTAL BARRILES TERMINALES CENTRO	3,050,508.54	TOTAL INGRESOS TERMINALES CENTRO	3,368,066.45
	TOTAL BARRILES TERMINALES NORTE	2,698,451.86	TOTAL INGRESOS TERMINALES NORTE	2,979,360.63
ALMACENAMIENTO 2024	TOTAL BARRILES TERMINALES CENTRO	4,306,236.00	TOTAL INGRESOS TERMINALES CENTRO	4,918,152.12
	TOTAL BARRILES TERMINALES NORTE	3,220,728.11	TOTAL INGRESOS TERMINALES NORTE	3,678,393.55
RECEPCIÓN 2024	TOTAL BARRILES TERMINALES CENTRO	3,050,508.54	TOTAL INGRESOS TERMINALES CENTRO	2,558,766.56
	TOTAL BARRILES TERMINALES NORTE	2,698,451.86	TOTAL INGRESOS TERMINALES NORTE	2,263,461.42

144.1038. Que, en base a los Ingresos como Operador obtenidos en 2024, se procedió a calcular la tasa mensual y diaria:

2024				
OPERACIÓN	TOTAL INGRESOS TERMINALES CENTRO	3,368,066.45	TASA MENSUAL	TASA DIARIA
	TOTAL INGRESOS TERMINALES NORTE	2,979,360.63	280,672.20	9,355.74
			248,280.05	8,276.00
ALMACENAMIENTO	TOTAL INGRESOS TERMINALES CENTRO	4,918,152.12	TASA MENSUAL	TASA DIARIA
	TOTAL INGRESOS TERMINALES NORTE	3,678,393.55	409,846.01	13,661.53
			306,532.80	10,217.76
RECEPCIÓN	TOTAL INGRESOS TERMINALES CENTRO	2,558,766.56	TASA MENSUAL	TASA DIARIA
	TOTAL INGRESOS TERMINALES NORTE	2,263,461.42	213,230.55	7,107.68
			188,621.79	6,287.39

144.1039. Que, a partir de establecidas las tasas mensuales y diarias, se procedió a realizar el cálculo desde la fecha de resolución de los contratos (21 de marzo de 2024), hasta el momento de emisión del presente Laudo Arbitral (12 de mayo de 2026). Ello, pues, la fecha de término del cálculo realizado es en función del tiempo en que alcanza la competencia del Tribunal Arbitral; por lo que corresponderá ser actualizada a la fecha efectiva de la entrega de los terminales.

144.1040. Que, de acuerdo a lo mencionado, desde el 21 de marzo de 2024 al 12 de mayo de 2026, el total de los Ingresos de **PETROPERÚ** como Operador ascendería a US\$ 42,387,519.20:

INGRESOS 2024 (DESDE 21 DE MARZO DE 2024)											
PETROPERÚ COMO OPERADOR	OPERACIÓN	OPERACIÓN CENTRO	TASA DIARIA	DÍAS	TOTAL	TASA MENSUAL	MESES	TOTAL	TOTAL DÍAS Y MESES	TAL INGRESOS 2024	
		OPERACIÓN NORTE	9,355.74	10	93,557.40	280,572.20	9	2,526,049.80	2,619,607.20	4,936,887.65	
	ALMACENAMIENTO	ALMACENAMIENTO CENTRO	8,276.00	10	82,760.00	249,280.05	9	2,234,520.45	2,317,280.45		15,373,711.60
		ALMACENAMIENTO NORTE	13,661.53	10	136,615.30	409,846.01	9	3,688,614.09	3,825,229.39	6,686,202.19	
		RECEPCIÓN CENTRO	10,217.76	10	102,177.60	306,532.80	9	2,758,795.20	2,860,972.80		
	RECEPCIÓN	RECEPCIÓN CENTRO	7,107.68	10	71,076.80	213,230.55	9	1,919,074.95	1,990,151.75		
	RECEPCIÓN NORTE	6,287.39	10	62,873.90	188,621.79	9	1,697,596.11	1,760,470.01			
INGRESOS 2025											
PETROPERÚ COMO OPERADOR	OPERACIÓN	OPERACIÓN CENTRO	TASA DIARIA	DÍAS	TOTAL	TASA MENSUAL	MESES	TOTAL	TOTAL DÍAS Y MESES	TAL INGRESOS 2025	
		OPERACIÓN NORTE	9,355.74	12	112,268.88	280,572.20	12	3,368,066.40	3,368,066.40	6,347,427.00	
	ALMACENAMIENTO	ALMACENAMIENTO CENTRO	8,276.00	12	99,312.00	249,280.05	12	2,979,360.60	2,979,360.60		19,766,200.00
		ALMACENAMIENTO NORTE	13,661.53	12	163,938.36	409,846.01	12	4,918,152.12	4,918,152.12	8,596,545.72	
		RECEPCIÓN CENTRO	10,217.76	12	122,613.12	306,532.80	12	3,678,393.60	3,678,393.60		
	RECEPCIÓN	RECEPCIÓN CENTRO	7,107.68	12	85,292.16	213,230.55	12	2,558,766.60	2,558,766.60		
	RECEPCIÓN NORTE	6,287.39	12	75,448.68	188,621.79	12	2,263,461.48	2,263,461.48			
INGRESOS 2026 (HASTA 12 DE MAYO DE 2026)											
PETROPERÚ COMO OPERADOR	OPERACIÓN	OPERACIÓN CENTRO	TASA DIARIA	DÍAS	TOTAL	TASA MENSUAL	MESES	TOTAL	TOTAL DÍAS Y MESES	TAL INGRESOS 2026	
		OPERACIÓN NORTE	9,355.74	12	112,268.88	280,572.20	4	1,122,688.80	1,234,957.68	2,327,389.88	
	ALMACENAMIENTO	ALMACENAMIENTO CENTRO	8,276.00	12	99,312.00	249,280.05	4	993,120.20	1,092,432.20		7,247,606.80
		ALMACENAMIENTO NORTE	13,661.53	12	163,938.36	409,846.01	4	1,639,384.04	1,803,322.40	3,152,066.72	
		RECEPCIÓN CENTRO	10,217.76	12	122,613.12	306,532.80	4	1,226,131.20	1,348,744.32		
	RECEPCIÓN	RECEPCIÓN CENTRO	7,107.68	12	85,292.16	213,230.55	4	852,922.20	938,214.36		
	RECEPCIÓN NORTE	6,287.39	12	75,448.68	188,621.79	4	754,487.16	829,935.84			

TOTAL INGRESOS OPERACIÓN	13,611,704.53
TOTAL INGRESOS ALMACENAMIENTO Y RECEPCIÓN	28,775,814.67
TOTAL INGRESOS PETROPERÚ COMO OPERADOR	42,387,519.20

144.1041. Que, por otro lado, se advierte que para realizar el cálculo de Ingreso Otros Usuarios, se tomaron como referencia los ingresos obtenidos por diferentes usuarios, establecidos en los Estados Financieros de **PETROPERÚ** del año 2024, los cuales se encuentran en el medio probatorio D3 del Cuarto Informe Económico realizado por A&M:

22 OTROS INGRESOS OPERACIONALES			
Este rubro comprende:			
		2024	2023
		US\$000	US\$000
Ingresos reconocidos en un momento en el tiempo:			
Tarifas de operación de terminales (a)		20,877	18,037
Servicios de operaciones terminales (b)		19,496	18,679
Fletes recobrables (c)		8,294	11,359
Servicios operaciones marítimas		6,560	3,787
Operación de abastecimiento PNP		5,323	5,147
Servicio de operación de estaciones de combustible y cisternas a mineras		1,782	1,706
Ingresos reconocidos a lo largo del tiempo:			
Alquileres		3,840	3,675
Transporte de crudo por oleoducto		3,165	244
Otros ingresos por servicios		1,586	1,106
Arrendamiento SAVIA PERU S.A. (d)		-	4,375
		70,923	65,115
(a) Comprende los ingresos obtenidos por los contratos de operación para los terminales de la Compañía suscritos con Terminales del Perú para los terminales y plantas del norte y del centro.			
(b) Corresponde a los ingresos por los servicios de recepción, almacenamiento y despacho de combustible.			
(c) Corresponden a los ingresos por la facturación de los gastos de transporte asumidos por los clientes. La Compañía considera un margen en la facturación sobre los gastos incurridos por la gestión de estos.			

144.1042. Que, a partir de dicho monto, se obtiene la tasa mensual y diaria, con el fin de efectuar el cálculo para los años posteriores. En ese sentido, al realizar el cálculo desde el 21 de marzo de 2024 hasta el 12 de mayo de 2026, se tiene como resultado un monto total de Ingresos por Otros Usuarios ascendente a US\$ 41,808,089.07:

INGRESO POR OTROS USUARIOS							
INGRESOS USUARIOS DIFERENTES (ESTADOS FINANCIEROS PETROPERÚ 2024)	19,496,000.00	Nota 21 "OTROS INGRESOS OPERACIONALES (b)"					
TASA MENSUAL	1,624,666.67						
TASA DIARIA	54,155.56						
SE UTILIZA EL INGRESO DE OTROS USUARIOS DE 2024 COMO BASE PARA LAS TASAS MENSUALES Y DIARIAS QUE SERÁN APLICADAS AL 2025 Y 2026							
	TASA MENSUAL	MESES	TOTAL	TASA DIARIA	DÍAS	TOTAL	TOTAL DÍAS Y MESES
2024 (DESDE EL 21 DE MARZO DE 2024)	1,624,666.67	9	14,622,000.03	54,155.56	10	541,555.60	15,163,555.63
2025	1,624,666.67	12	19,496,000.04	54,155.56			19,496,000.04
2026 (HASTA EL 12 DE MAYO DE 2026)	1,624,666.67	4	6,498,666.68	54,155.56	12	649,866.72	7,148,533.40
							41,808,089.07

144.1043. Que, luego de establecidos los ingresos por operación y otros usuarios, se advierte que, para calcular el ingreso por los derechos de servidumbre correspondientes a la faja transportadora que atraviesa el Terminal Callao a favor de **PETROPERÚ** y **TDP**, se prevé un escenario donde **PETROPERÚ** obtendría el 100% de dichos ingresos a partir de la operación directa de los Terminales del Norte y Terminales del Centro.

144.1044. Que, se tomó en cuenta que **PETROPERÚ** ya percibió el 50% mientras duró el proceso arbitral; por lo que, solo correspondería estimar el cobro adicional del 50%

que obtuvo **TDP**. En ese sentido, se tiene presente la actualización de la contraprestación anual del Contrato de Servidumbre:

Tercer Informe Pericial realizado por FTI – FTI-119 = ADM-0246-24

Para mayor referencia, a continuación, se incluye la tabla con todas las actualizaciones anuales realizadas desde el inicio de vigencia del contrato:

Periodo	Año	Mes Inicio	Cb (US\$)	lb	In	Cn (US\$)	Petroperú (US\$)	Terminales del Perú (US\$)
2011 - 2012	1	Jul-11	341,194.74	225.922	Jul-11	225.922	341,194.74	170,597.37
2012 - 2013	2				Jul-12	229.104	346,000.30	173,000.15
2013 - 2014	3				Jul-13	233.596	352,784.26	176,392.13
2014 - 2015	4				Jul-14	238.25	359,812.89	179,906.45
2015 - 2016	5				Jul-15	238.654	360,423.02	180,211.51
2016 - 2017	6				Jul-16	240.628	363,404.22	181,702.11
2017 - 2018	7				Jul-17	244.786	369,683.77	184,841.89
2018 - 2019	8				Jul-18	252.006	380,587.64	190,293.82
2019 - 2020	9				Jul-19	256.571	387,481.85	193,740.93
2020 - 2021	10				Jul-20	259.101	391,302.74	195,651.37
2021 - 2022	11				Jul-21	273.003	412,297.99	206,149.00
2022 - 2023	12				Jul-22	296.276	447,445.64	223,722.82
2023 - 2024	13				Jul-23	305.691	461,664.47	230,832.24
2024 - 2025	14				Jul-24	314.540	475,028.52	237,514.26

144.1045. Que, en ese sentido, se efectuó el cálculo de los ingresos por Servidumbre de Faja Transportadora del Callao, en base a la estimación del año 2023-2024, debido a que la contabilización se realiza de julio de 2023 a julio de 2024. Asimismo, no se cuenta con información de julio de 2025 a julio de 2026; por lo que, en línea con lo expuesto por el Árbitro y tomando en consideración la base de los cálculos efectuados por el año 2024, resulta razonable el monto de US\$ 461,664.47 para la estimación del 50% de **TDP** desde el 21 de marzo de 2024 hasta el 12 de mayo de 2026:

INGRESO									
SERVIDUMBRE FAJA TRANSPORTADORA		461,664.00							
IMPORTE COBRADO POR PP (50%)		230,832.00							
IMPORTE COBRADO POR TDP (50%)		230,832.00							
				TASA DIARIA	641.20	TASA MENSUAL	19,236.00		
EN BASE AL 50% DE TDP, YA QUE PP YA COBRÓ									
		TASA DIARIA	DÍAS	TOTAL	TASA MENSUAL	MESES	TOTAL	TOTAL FINAL	
2024	DESDE 21 DE MARZO	641.20	10	6,412.00	19,236.00	9	173,124.00	179,536.00	
2025					19,236.00	12	230,832.00	230,832.00	
2026	HASTA 12 DE MAYO	641.20	12	7,694.40	19,236.00	4	76,944.00	84,638.40	495,006.40

144.1046. Que, del mismo modo, luego de estimados los ingresos, se contempla el pago de servidumbres a la Marina de Guerra del Perú y a APM, por cuyas propiedades cruzan las tuberías de recepción de combustibles provenientes de los buques. En ese

sentido, se tiene presente tanto el Contrato de Arrendamiento con APM TERMINALS CALLAO S.A. y el Contrato de Usufructo sobre la Base Naval del Callao para Líneas de Recepción del Muelle N° 7:

Contrato de Arrendamiento – APM TERMINALS CALLAO S.A.

APM TERMINALS CALLAO  Lifting Global Trade				
ADDENDUM AL CONTRATO DE ARRENDAMIENTO				
Conste por el presente documento, el Addendum al CONTRATO DE ARRENDAMIENTO, que celebran de una parte, APM TERMINALS CALLAO S.A. con RUC No. 20543083888 con domicilio legal en Av. Contralmirante Raygada N° 111 Distrito y Provincia de Callao, Departamento de Lima, debidamente representada por el señor Carlos Arnaldo Caballero Melgar, identificado con DNI N° 07869867, y el señor Laurids Uglvig, identificado con Carnet de Extranjería No. 000772171, ambos con poderes inscritos en la Partida Electrónica N° 12653831 del Registro de Personas Jurídicas de la Oficina Registral de Lima, a quien en adelante se le denominará "EL ARRENDADOR"; y de la otra, VOPAK PERU S.A. con RUC N° 20382506040 con domicilio legal en Av. Néstor Gambetta N° 12695, Callao, debidamente representada por el señor Cristhian Javier Pérez Sanguinetti, identificado con Carnet de Extranjería N° 000603841, según poderes inscritos en la Partida N° 11011513 del Registro de Personas Jurídicas de la Oficina Registral de Lima, a la que en adelante se le denominará "EL ARRENDATARIO", en los términos y condiciones siguientes:				
PRIMERO: ANTECEDENTES				
Con fecha 23 de Julio de 2010, ENAPU S.A. y EL ARRENDATARIO celebraron el Contrato de Arrendamiento, en adelante "el Contrato" con vigencia hasta el 01 de julio de 2012.				
Con fecha 13 de diciembre de 2010, EL ARRENDATARIO prestó su consentimiento anticipado a la cesión de posición contractual de ENAPU S.A. a favor de EL ARRENDADOR.				
Posteriormente, las partes suscribieron las adendas que a continuación se detallan:				
Fecha de firma	Cláusulas modificadas	Plazo de vigencia		Renta (US\$)
		Desde	Hasta	
15/07/2012	Tercera: Plazo de Vigencia y Cuarta: Renta del muelle de hidrocarburos	15/07/2012	31/12/2012	62,099.00
15/07/2012	Tercera: Plazo de Vigencia y Quinta: Renta del muelle centro 4	15/07/2012	31/12/2012	40,631.00
Asimismo, con fecha 21 de diciembre de 2012, EL ARRENDATARIO y EL ARRENDADOR acordaron ampliar el plazo de vigencia del Contrato, por el período de seis (6) meses, a partir del 01 de enero de 2013 y hasta el 30 de junio de 2013.				

Contrato de Usufructo sobre la Base Naval del Callao para Líneas de Recepción del Muelle N° 7

CLÁUSULA SEGUNDA: OBJETO DEL CONTRATO											
2.1. Por medio del presente Contrato, LA MARINA otorga a VOPAK PERÚ el Derecho de Usufructo (en adelante, "USUFRUCTO") sobre EL INMUEBLE a favor de VOPAK PERÚ, destinada al paso de cinco (5) Líneas de Recepción de derivados de hidrocarburos de 6", 12", 14", 16" y 22", conformada cada Línea por tuberías de acero.											
2.2. Como contraprestación por la constitución del Derecho de USUFRUCTO en su favor, VOPAK PERÚ pagará a LA MARINA, por los cinco años de duración del presente contrato la suma de QUINIENTOS OCHENTA Y SIETE MIL TRESCIENTOS DIECIOCHO CON 45/100 Dólares de los Estados Unidos de América (US\$ 587,318.45), incluido el Impuesto General a las Ventas (IGV), monto que se pagará en cinco armadas iguales, el primer mes de cada año, ascendente a la suma de CIENTO DIECISIETE MIL CUATROCIENTOS SESENTA Y TRES CON 69/100 Dólares de los Estados Unidos de América (US\$ 117,463.69) incluido el Impuesto General a las Ventas (IGV), a depositarse en la cuenta en Nuevos Soles N° 0000-283975 del Banco de la Nación, a nombre de la Marina de Guerra del Perú – Dirección General de Economía de la Marina, al tipo de cambio venta publicado en el diario oficial El Peruano en la fecha de emisión de la factura. VOPAK PERÚ deberá cancelar dicho monto dentro del plazo de quince (15) días útiles siguientes a la fecha de presentación de la factura correspondiente, salvo el pago que corresponde al año en curso, el mismo que se efectuará a los TREINTA (30) días útiles posteriores a la suscripción del presente Contrato por las partes.											
El monto total correspondiente a la contraprestación por el derecho de usufructo, referido en el párrafo anterior, ha sido calculado considerando los antecedentes económicos en contratos anteriores y de acuerdo con la inflación promedio de los últimos (5) cinco años, ascendente a 2.56% anual, de la moneda americana (Dólares de los Estados Unidos de América), conforme a la información emitida por la Reserva Federal Norteamericana para conocimiento público.											

144.1047. Que, de los referidos contratos, se procedió a calcular en base a la fórmula utilizada por FTI en su Tercer Informe Pericial:

EGRESO													
CONTRATO APM		CPI-U	MUELLES 4 Y 7										
Ene-12	226.67		242,442.80	ANUAL EN EL 2012 + IGV		TASA MENSUAL	MESES	TOTAL	TASA DIARIA	DÍAS	TOTAL	TOTAL	
Ene-24	308.42		329,895.43	ANUAL INDEXADO (ESTIMADO)	2024	27,490.45	9	247,414.07	916.35	10	9,163.49	256,577.56	
Ene-25	317.67		339,793.59	ANUAL INDEXADO (ESTIMADO)	2025	28,315.30	12	339,793.59	943.84			339,793.59	
Ene-26	325.25		347,892.29	ANUAL INDEXADO (ESTIMADO)	2026	28,991.02	4	115,964.10	966.37	12	11,596.41	127,560.51	
CONTRATO MARINA		CPI-U											
Ene-12	226.67		138,607.15	ANUAL 2012 + IGV		TASA MENSUAL	MESES	TOTAL	TASA DIARIA	DÍAS	TOTAL	TOTAL	
Ene-24	308.42		186,599.05	ANUAL INDEXADO (ESTIMADO)	2024	15,716.59	9	141,449.28	523.89	10	5,238.86	146,698.16	
Ene-25	317.67		194,257.93	ANUAL INDEXADO (ESTIMADO)	2025	16,888.16	12	194,257.93	539.61			194,257.93	
Ene-26	325.25		198,893.76	ANUAL INDEXADO (ESTIMADO)	2026	16,574.48	4	66,297.92	652.48	12	6,629.79	72,927.71	
												2024 (DESDE 21 DE MARZO)	403,265.70
												2025	534,041.52
												2026 (HASTA 12 DE MAYO)	200,488.22
													1,137,795.44

144.1048. Que, al respecto, se tiene que en razón de los egresos por concepto de servidumbre por APM Terminales Callao y la Marina de Guerra de Perú, correspondería restarse al monto total por concepto de lucro cesante el monto ascendente a US\$ 1,137,795.44.

- 144.1049. Que, continuando con el concepto de egresos, correspondería pronunciarse sobre el denominado "Fee" o Tarifa de Explotación. Dicho concepto corresponde a los montos mensuales que **TDP** paga a **PETROPERÚ** en contraprestación por la autorización para operar y mantener los Terminales del Norte y Centro. El fundamento de este pago se encuentra en el numeral 5.1.1 de la Cláusula Quinta de los Contratos de Operación, el cual establece la fórmula para su cálculo en función del volumen de hidrocarburos despachados.
- 144.1050. Que, en ese sentido, el Árbitro advierte que las partes mantienen posiciones discordantes respecto al tratamiento de este concepto en la cuantificación del lucro cesante. Por un lado, **TDP**, a través de su perito A&M, sostiene que el "Fee" no representa un lucro cesante, sino un mero moderador de ingresos, y que incluirlo como un egreso en el cálculo de FTI genera un resultado "claramente desproporcionado", pues según el Primer Informe de FTI, **PETROPERÚ** habría generado solo US\$ 15.7 millones por este concepto, frente a un supuesto beneficio de US\$ 36.2 millones por operación directa en el mismo período, lo que representa un margen del 88%. A&M califica esta diferencia como un indicio de que la estimación de FTI está "sesgada al alza y muy significativamente sobrevalorada".
- 144.1051. Que, por su parte, **PETROPERÚ**, a través de su Tercer Informe Pericial, argumenta que excluir esta tarifa del análisis sería metodológicamente incorrecto, pues no es viable que **PETROPERÚ** perciba el "Fee" por la operación externalizada y, al mismo tiempo, se atribuya la totalidad de los ingresos y gastos de la operación directa. FTI señala que son situaciones mutuamente excluyentes, por lo que, si **PETROPERÚ** recibe un beneficio (la tarifa) por no operar los terminales, dicho beneficio debe ser descontado para reflejar adecuadamente la situación real en la que se encontraría si asumiera la operación, en cuyo caso dejaría de percibir esa tarifa.
- 144.1052. Que, en ese sentido, el Árbitro coincide con la posición de **PETROPERÚ** y FTI, toda vez que el "Fee" constituye un ingreso cierto que **PETROPERÚ** percibe mensualmente en virtud de los contratos de operación. En el escenario hipotético de operación directa que sirve de base para la cuantificación del lucro cesante, dicho ingreso desaparece, pues no existe un operador externo que pague la tarifa. Por lo tanto, resulta metodológicamente indispensable restar el "Fee" de los ingresos brutos que **PETROPERÚ** obtendría como operador directo. No hacerlo equivaldría a contabilizar un ingreso que no se percibiría en la realidad, sobrestimando artificialmente el daño.

- 144.1053. Que, en ese orden de ideas, para la determinación del monto del "Fee", se han revisado las facturas presentadas por FTI en su Tercer Informe Pericial, específicamente el medio probatorio FTI-121, que contiene el detalle de los montos pagados por **TDP** a **PETROPERÚ** durante el año 2024 por operaciones en los Terminales del Norte y Terminales del Centro, calculados de acuerdo con la tarifa mensual por volumen despachado.
- 144.1054. Que, a partir de lo señalado, se presenta el análisis de cada factura mensual del año 2024 donde se pueden identificar los montos pagados por **TDP** a **PETROPERÚ**. Asimismo, se presenta el resultado de la tasa mensual y diaria que correspondería para el cálculo desde el 21 de marzo de 2024 hasta el 12 de mayo de 2026, monto que asciende a US\$ 44,609,184.01:

FEE			
TERMINALES DEL CENTRO			
AÑO	MESES	FACTURA	MONTO USD (incluido IGV)
2024	ENERO	FE00-00006364	773,940.45
	FEBRERO	FE00-00006413	844,115.10
	MARZO	FE00-00006454	829,793.86
	ABRIL	FE00-00006531	920,911.37
	MAYO	FE00-00006631	943,985.85
	JUNIO	FE00-00006691	963,065.31
	JULIO	FE00-00006744	871,954.39
	AGOSTO	FE00-00006794	881,933.32
	SEPTIEMBRE	FE00-00006852	832,434.71
	OCTUBRE	FE00-00006922	885,746.92
	NOVIEMBRE	FE00-00006998	828,118.80
	DICIEMBRE	FE00-00007056	873,388.47
TOTAL			10,449,388.55
TERMINALES DEL NORTE			
AÑO	MESES	FACTURA	MONTO USD (incluido IGV)
2024	ENERO	FE00-00006363	802,118.92
	FEBRERO	FE00-00006412	742,786.63
	MARZO	FE00-00006453	716,728.39
	ABRIL	FE00-00006530	821,823.66
	MAYO	FE00-00006630	778,583.59
	JUNIO	FE00-00006690	839,426.34
	JULIO	FE00-00006743	870,870.74
	AGOSTO	FE00-00006804	851,300.49
	SEPTIEMBRE	FE00-00006862	847,979.83
	OCTUBRE	FE00-00006921	979,781.59
	NOVIEMBRE	FE00-00007002	1,082,270.16
	DICIEMBRE	FE00-00007061	1,019,034.31
TOTAL			10,352,704.65

FEE	2024 (DESDE 21 DE MARZO DE 2024)	OPERACIÓN CENTRO	870,782.38	9	7,837,041.41	29,626.08	10	290,260.79	8,127,302.21	44,609,184.01		
	2025	OPERACIÓN CENTRO	862,725.39	12	10,449,388.56	28,757.51	10	287,575.13	8,052,103.62			
		OPERACIÓN NORTE	862,725.39	12	10,352,704.68	28,757.51	10	287,575.13	8,052,103.62			
	2026 (HASTA 12 DE MAYO DE 2026)	OPERACIÓN CENTRO	870,782.38	4	3,483,129.52	29,626.08	12	348,312.95	3,831,442.47			
		OPERACIÓN NORTE	862,782.38	4	3,451,129.52	28,759.41	12	345,112.95	3,796,242.47			
	SE UTILIZA EL FEE DE 2024 COMO BASE PARA LAS TASAS MENSUALES Y DIARIAS QUE SERÁN APLICADAS AL 2025 Y 2026											

- 144.1055. Que, en consecuencia, se determina que el "Fee" o Tarifa de Explotación debe ser considerado como un egreso en la cuantificación del lucro cesante, por el monto

antes señalado, debiendo prorratearse en función del período indemnizable que finalmente se señale.

- 144.1056. Que, el Árbitro considera que, respecto a los egresos por concepto de Gastos de Operación y Mantenimiento en los que **PETROPERÚ** incurriría por la operación directa de los Terminales del Norte y Terminales del Centro entre el 21 de marzo de 2024 y el 12 de mayo de 2026, el monto ascendería a US\$ 19,066,237.90.
- 144.1057. Que, FTI, estimó en su Primer Informe que dichos gastos ascenderían a US\$ 5,702,251 para el período de nueve meses de marzo a noviembre de 2024. Esta estimación se basó en los costos operativos de los Terminales del Sur proporcionados por **PETROPERÚ**, asumiendo que los costos de los Terminales del Norte y Centro serían equivalentes. En su Tercer Informe, FTI actualizó esta estimación a US\$ 12,249,811 para el período comprendido entre el 21 de marzo de 2024 y el 31 de julio de 2025, utilizando un costo promedio mensual basado en el año completo de 2024 y no solo en nueve meses. FTI sostiene que los costos de mantenimiento son, «en términos generales, una categoría de costo fijo, al igual que los costos de personal y administrativos», por lo que no se escalan proporcionalmente con la capacidad de la instalación.
- 144.1058. Que, por parte de **TDP**, A&M, critica duramente este enfoque. En su Tercer y Cuarto Informe Económico, A&M señala que los Terminales del Norte y Centro tienen una capacidad 1.5733 veces mayor que los Terminales del Sur, por lo que resulta económicamente insostenible afirmar que los costos de operación y mantenimiento serían los mismos. A&M sostiene que "operar y mantener 100 tanques no puede tener los mismos costes de operación y mantenimiento que operar y mantener 10 tanques", por lo que propone ajustar los costos de los Terminales del Sur aplicando el factor de capacidad de 1.5733. Con dicho ajuste, A&M estima que los gastos de operación y mantenimiento ascenderían a US\$ 24,658,302 para el período del 21 de marzo de 2024 al 31 de julio de 2025, es decir, un ajuste al alza de US\$ 12,408,491 respecto de la estimación de FTI.
- 144.1059. Que, a efectos de establecer un promedio que nivele la posición de las partes, así como los análisis de los informes periciales presentados, el Árbitro considera que corresponde tomar en cuenta (i) los gastos operativos incurridos en los Terminales del Sur y (ii) su adecuación a los Terminales del Norte y del Centro. De esa manera, se tiene presente el cálculo de los egresos incurridos por la operación de los Terminales del Sur presentado por el demandado y, se atiende a lo mencionado por el demandante, es decir, que los Terminales del Norte y del Centro tienen una capacidad 1.5733 veces mayor a la de los Terminales del Sur.

Egresos Terminales del Sur – FTI-099 – Tercer Informe Pericial realizado por FTI

STO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE
926.14	3,338,942.48	4,520,744.82	927,031.95	3,080,5
,875.30	878,669.07	1,189,669.69	243,955.78	810,6
MARZO - NOVIEMBRE (2024)			5,702,251.03	
ENERO - DICIEMBRE (2024)			8,890,991.73	
			633,583.45	
			7,603,001.38	28,891,403

Ajuste de capacidad de los Terminales del Sur a los Terminales del Norte y Terminales del Centro – Segundo Informe Económico realizado por A&M

Cuadro 22. Comparación de la capacidad de barriles de las terminales operadas por Petroperú y Terminales del Perú (cifras expresadas en número de barriles y multiplicador)

<u>Terminal</u>	<u>Operador</u>	<u>Capacidad Barriles</u>
Planta de Abastecimiento de Combustibles Líquidos - Ilo	Petroperú	195.302
Planta de Abastecimiento Pisco	Petroperú	376.597
Planta Terminal Mollendo	Petroperú	1.118.858
Planta Cusco	Petroperú	56.822
Planta de Abastecimiento Juliaca	Petroperú	44.429
Total Barriles Petroperú (a)		1.792.008
Terminal Salaverry	Terminales del Perú	291.380
Terminal Supe	Terminales del Perú	196.829
Planta de Abastecimiento Eten	Terminales del Perú	400.511
Terminal Callao	Terminales del Perú	1.608.507
Terminal Chimbote	Terminales del Perú	322.142
Total Barriles Terminales del Perú (b)		2.819.369
Comparativa en la capacidad de barriles (b)/(a)		1,5733

Fuente: Información facilitada por la Sociedad extraída de la Página web de Osinergmin

- 144.1060. Que, en ese sentido, para una estimación razonable de los costes de los Gastos Operativos de los Terminales en controversia, se realizó el ajuste de capacidad de los gastos de los Terminales del Sur con base en la de los Terminales del Norte y del Centro. Y, junto al cálculo de la tasa mensual y diaria, se procedió al cálculo del monto de Gastos Operativos por lucro cesante desde el 21 de marzo de 2024 hasta el 12 de mayo de 2026:

GASTOS OPERATIVOS							
EGRESOS TERMINALES DEL SUR	8,890,991.73	TOMADO DEL EXCEL FTI-099 PRESENTADO POR PETROPERÚ EN SU TERCER INFORME					
TASA MENSUAL (a)	740,915.98						
TASA DIARIA	24,697.20						
AJUSTE POR CAPACIDAD (b)	1.573	TOMADO DEL ANÁLISIS DE TDP					
ESTIMACIÓN MENSUAL DE EGRESOS TERMINALES NORTE Y CENTRO (c) = a x b	1,165,460.83						
	TASA MENSUAL	MESES	TOTAL	TASA DIARIA	DÍAS	TOTAL	TOTAL DÍAS Y MESES
2024 (DESDE EL 21 DE MARZO DE 2024)	740,915.98	9	6,668,243.82	24,697.20	10	246,972.00	6,915,215.82
2025	740,915.98	12	8,890,991.76	24,697.20			8,890,991.76
2026 (HASTA EL 12 DE MAYO DE 2026)	740,915.98	4	2,963,663.92	24,697.20	12	296,366.40	3,260,030.32
							19,066,237.90

144.1061. Que, por otro lado, el Tercer Informe Pericial de FTI incluye un rubro denominado «Ahorro por Gastos Administrativos», el cual, según **PETROPERÚ**, corresponde a los gastos que dejaría de incurrir al cesar la gestión del contrato con **TDP**, tales como costos de supervisión, auditoría y administración del vínculo contractual. Frente a ello, los montos establecidos en el medio probatorio FTI-099 no logran ser lo suficientemente claros.

Tercer Informe Pericial realizado por FTI – Página 99

Centro Gestor / Pos. Pre	0	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE	TOTAL
6311232318 Movilidad Local	65.00	80.00	80.00	340.00	80.00	2.215.00
6313832463 ViajeTrab Pais-Aloja		902.07	336.36	445.45	345.45	0.000.10
6314032462 ViajeTrab Pais-Alime		532.92	215.65	401.77	150.00	6.658.56
6315032463 ViajeTrab Pais-Otros	30.08	985.90	275.00	1.971.69	635.00	11.316.59
632035354 Legales y Notariales			1.403.93			2.863.93
6329035297 Otras Asesorías	28.77	270.875.33	201.621.21	217.691.05	165.487.23	2.393.465.65
6364033320 Teléfono y Radio		81.15			46.00	127.15
6431001533 Impto Predial						808.488.73
6569021071 Sumin Segurid Indust		816.13		352.37		8.451.05
* 3070203000 Un Gest de Contratos	23.77	273.672.60	204.122.35	221.202.33	166.753.87	3.220.876.76
** Coge/Pos Pre	23.77	273.672.60	204.122.35	221.202.33	166.753.87	3.220.876.76

Figura 58. Extracto del ERP SAP de PETROPERÚ 2023

Fuente: FTI-099¹⁰³

Medio probatorio FTI-099 – Tercer Informe Pericial realizado por FTI

BBDD_Gastos Administrativo													
1. Inputs													
2023													
Centro Gestor / Pos Pre	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE	TOTAL
6311232318 Movilidad Local			330.00	110.00	270.00	320.00	240.00	365.00	80.00	80.00	340.00	80.00	2,215.00
6314032461 ViajeTrab Pais-Aloja		1,067.27	3,016.17		339.90	2,633.43			902.07	336.36	445.45	345.45	9,088.10
6314032462 ViajeTrab Pais-Alme		800.33	1,591.71	310.33	578.39	1,963.27			532.92	315.85	401.77	159.99	6,658.56
6315032463 ViajeTrab Pais-Otros		947.50	1,968.50	505.00	1,049.00	3,331.90		230.00	385.00	275.00	1,971.69	635.00	11,318.59
6322035354 Legales y Notariales			270.00			300.00				1,433.93			2,063.93
6329035297 Otras Asesorias	149,175.08	78,471.39	87,171.28	89,187.19	166,454.43	61,578.13	143,863.32	128,818.32	154,555.18	101,826.95	93,655.46	63,050.63	1,317,807.36
6364033320 Teléfono y Radio									81.15			46.00	127.15
6580021071 Sumin Segurid Indust					5,282.55				816.13		352.37		6,451.05
* 3070203000 Un Gest de Contratos	149,175.08	81,286.43	94,039.66	90,002.52	173,702.27	69,812.73	143,863.32	129,048.32	157,272.45	104,248.09	96,826.74	64,237.07	1,353,514.74
** Cege/Pos Pre	149,175.08	81,286.43	94,039.66	90,002.52	173,702.27	69,812.73	143,863.32	129,048.32	157,272.45	104,248.09	96,826.74	64,237.07	1,353,514.74
2024													
Centro Gestor / Pos Pre	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE	TOTAL
6311232318 Movilidad Local	80	80	325.00	80.00	240.00		285.00	240.00	225.00		310.00	220.00	2,085.00
6314032461 ViajeTrab Pais-Aloja		109.09	345.45		345.45				742.21				1,542.20
6314032462 ViajeTrab Pais-Alme		161.38	326.97	58.13	381.91	282.72			970.86	81.95	205.00		2,468.92
6315032463 ViajeTrab Pais-Otros		289.00	3,053.09	110.00	3,824.95	110.00			2,673.74	406.78	490.00	220.00	11,177.56
6322035354 Legales y Notariales				136	508	(270.00)						508	1,003.67
6329035297 Otras Asesorias	144,891.33	116,043.96	137,634.82	93,424.32	85,937.03	*****	24,679.37	147,435.12	123,300.46	104,477.80	198.32	180,979.34	1,264,225.60
6364033320 Teléfono y Radio		22		66		22	44						154.21
6431061533 Impto Predial		756,063.55											756,063.55
6580021071 Sumin Segurid Indust				660	279.90								939.58
* 3070203000 Un Gest de Contratos	145,098.45	872,769.01	141,685.33	94,533.82	91,517.72	*****	25,008.43	147,675.12	127,912.27	104,966.53	1,203.32	181,927.81	2,039,666.29
** Cege/Pos Pre	145,098.45	872,769.01	141,685.33	94,533.82	91,517.72	*****	25,008.43	147,675.12	127,912.27	104,966.53	1,203.32	181,927.81	2,039,666.29
2025													
Centro Gestor / Pos Pre	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE	TOTAL
6311232318 Movilidad Local		95	630.00	170.00	930.00	590.00	650.00	475.00					3,540.00
6314032461 ViajeTrab Pais-Aloja		363.64		727	363.64	364	364						1,818.20
6314032462 ViajeTrab Pais-Alme	68	323.40	85.45	385.40	73.46	286.13	326	86					1,634.67
6315032463 ViajeTrab Pais-Otros	650	760.00	110.00	190.00	110.00	195.00	195	110.00					2,320.00
6322035354 Legales y Notariales		763	338.98				(424)						677.97
6329035297 Otras Asesorias	16,150.98	195,855.94	279,194.60	41,744.86	38,270.10	8,826.96	496,931.93	(741.69)					1,078,173.68
6431061533 Impto Predial		821.172	3,024	3,827	2,900		(81,336)						749,587.27
6580021071 Sumin Segurid Indust					(390)	780							390.00
* 3070203000 Un Gest de Contratos	16,863.16	1,019,332.83	283,322.63	47,044.93	41,893.56	11,042	416,707.28	(70)					1,836,141.79
** Cege/Pos Pre	16,863.16	1,019,332.83	283,322.63	47,044.93	41,893.56	11,042	416,707.28	(70)					1,836,141.79

144.1062. Que, al respecto, A&M cuestiona la inclusión de este concepto, señalando que FTI no ha explicado adecuadamente su sustento ni ha verificado independientemente los costos incurridos. A&M sostiene que, en un escenario de operación directa, **PETROPERÚ** no solo no ahorraría dichos gastos, sino que probablemente incurriría en nuevos gastos administrativos, de *backoffice*, comerciales, de auditorías externas e internas, así como otros gastos generales y de estructura (*overhead*), los cuales no han sido cuantificados por FTI.

144.1063. Que, el Árbitro ha revisado el medio probatorio FTI-099 y el extracto del ERP SAP de **PETROPERÚ** 2023 que sirve de sustento a este rubro, así como las explicaciones proporcionadas en el Tercer Informe de FTI (página 99); y, del análisis realizado, se puede concluir que no existe una justificación clara y verificable para la inclusión de este concepto. Las referencias a un «diferencial del 25% por gastos incurridos en el peritaje» y a los ajustes por «Asesoría Legal Paitán» e «Impuesto Predial» no constituyen una base técnica sólida para estimar un ahorro de costos administrativos en el contexto de una operación directa de terminales.

144.1064. Que, debe tenerse en cuenta que la operación directa de una infraestructura tan compleja como lo son los Terminales del Norte y Centro requeriría una estructura de soporte interna significativa. No resulta plausible que **PETROPERÚ** pudiera absorber dichas funciones sin ningún costo administrativo adicional, como parece sugerir la posición de FTI. Por lo tanto, al no existir certeza ni sobre la existencia del ahorro ni sobre su cuantía, el Árbitro considera que corresponde excluir

íntegramente el rubro «Ahorro por Gastos Administrativos» de la cuantificación del lucro cesante.

- 144.1065. Que, finalmente, correspondería pronunciarse sobre la alegación de **TDP** relativa a la supuesta omisión, por parte de FTI, de ciertos gastos que **PETROPERÚ** debería afrontar en un escenario de operación directa de los Terminales del Norte y Terminales del Centro.
- 144.1066. Que, en su Cuarto Informe Económico, A&M señaló que la estimación de lucro cesante de FTI no incluía (i) gastos para financiar las Inversiones Adicionales en las que Petroperú debería incurrir desde el momento en que comenzase a operar los Terminales Norte y Centro, ni (ii) otra serie de gastos como los de *backoffice*, administrativos, comerciales, de auditorías externas e internas, así como otros gastos generales y de estructura (*overhead*). A&M sostuvo que el importe de estos gastos no podía ser estimado sin acceso a la información financiera de **PETROPERÚ**.
- 144.1067. Que, A&M reitera esta crítica, señalando que la operación directa de los Terminales Norte y Centro supondría para **PETROPERÚ** gastos de *backoffice*, administrativos, comerciales, de auditorías externas e internas, generales y de estructura (*overhead*) que no están considerados en la estimación de lucro cesante efectuada por FTI, y que dichos gastos debían ser excluidos del cálculo del daño.
- 144.1068. Que, el Árbitro advierte que, pese a haber sido planteada en los informes periciales presentados por **TDP**, no se ha presentado una cuantificación concreta de dichos gastos. Por lo que, el Árbitro no puede, en aras de determinar el daño, especular ni presumir la existencia de gastos cuya realidad y magnitud no han sido acreditadas en el proceso.
- 144.1069. Que, en consecuencia, el Colegiado considera que correspondería deducir del lucro cesante los montos por concepto de gastos financieros, gastos de *backoffice*, administrativos, comerciales, de auditorías externas e internas, así como otros gastos generales y de estructura (*overhead*), al no haber sido cuantificados ni probados en el expediente arbitral.
- 144.1070. Que, de conformidad con los fundamentos expuestos en los párrafos precedentes, el Árbitro ha procedido a ponderar el lucro cesante que correspondería a **PETROPERÚ** por la imposibilidad de operar los Terminales del Norte y Centro.
- 144.1071. Que, el cálculo se ha realizado considerando los componentes desarrollados en la pretensión, con base en las tasas mensuales y diarias promedio del año 2024,

proyectadas al período comprendido entre el 21 de marzo de 2024 y el 12 de mayo de 2026:

CONCEPTO	MONTO
INGRESOS PETROPERÚ COMO OPERADOR	42,387,519.20
INGRESOS OTROS USUARIOS	41,808,089.07
50% SERVIDUMBRE COBRADA A TRANSPORTADORA	495,006.40
GASTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO	- 19,066,237.90
FEE OPERADOR	- 44,609,184.01
SERVIDUMBRE PAGADA A MARINA Y A APM	- 1,137,795.44
LUCRO CESANTE DE 21 DE MARZO DE 2024 A 12 DE MAYO DE 2026	19,877,397.32

144.1072. Que, en ese orden de ideas el Árbitro considera que corresponde amparar en parte la Quinta Pretensión Principal de la reconvención; y, en consecuencia, corresponde ordenar a **TDP** al pago de la indemnización por concepto de lucro cesante por el monto de US\$ 19,877,397.32 más intereses legales, correspondiente al periodo del 21 de marzo de 2024 al 12 de mayo de 2026, monto que deberá ser actualizado en función de la fecha efectiva de entrega de los Terminales Norte y Centro.

RESPECTO A LOS COSTOS ARBITRALES

DE LA DEMANDA

DETERMINAR SI CORRESPONDE O NO ORDENAR A PETROPERÚ EL REEMBOLSO DE TODOS LOS GASTOS ARBITRALES, INCLUYENDO, PERO SIN LIMITARSE A, (I) LOS HONORARIOS DEL TRIBUNAL ARBITRAL, (II) LOS HONORARIOS DEL CENTRO DE ARBITRAJE, (III) LOS GASTOS DE DEFENSA DE TERMINALES DEL PERÚ, COMO HONORARIOS DE ABOGADOS PATROCINANTES, HONORARIOS DE EXPERTOS, ENTRE OTROS, Y (IV) CUALQUIER OTRO GASTO QUE SE GENERE EN CONEXIÓN CON EL TRÁMITE DE ESTE ARBITRAJE.

Posición del demandante

144.1073. Que, **TDP** indica que, bajo el artículo 73.1 de la Ley de Arbitraje, para **TDP**, cuando las partes no hayan acordado cómo se distribuirán los costos arbitrales, como en el presente caso, la regla general es que la parte vencida asuma los gastos del arbitraje. En ese sentido, dado que el demandante considera que el demandado ha forzado una resolución contractual, ha incurrido en incumplimientos y ha generado daños, considera que **PETROPERÚ** será la parte vencida y deberá asumir los gastos que el arbitraje genere.

Posición del demandado

144.1074. Que, el Árbitro advierte que el demandado no desarrolla posición alguna respecto a los costos arbitrales señalados en la demanda.

DE LA RECONVENCIÓN

DETERMINAR SI CORRESPONDE O NO CONDENAR A TERMINALES DEL PERÚ AL PAGO DE LAS COSTAS, COSTOS Y GASTOS DERIVADOS DEL PRESENTE ARBITRAJE, INCLUYENDO, PERO NO LIMITÁNDOSE A GASTOS ARBITRALES, GASTOS POR HONORARIOS DEL TRIBUNAL ARBITRAL, HONORARIOS DE ABOGADOS Y PERITOS, ENTRE OTROS, LOS CUALES SERÁN LIQUIDADOS OPORTUNAMENTE.

Posición del demandado

144.1075. Que, **PETROPERÚ** considera que, **TDP** debe soportar la condena de costas y costos, debido a que, a pesar de no tener derecho alguno para formular reclamaciones que cuestionan la válida resolución de los Contratos efectuada el 21 de marzo de 2024, se ha visto en la necesidad de reconvenir para salvaguardar sus intereses.

Posición del demandante

144.1076. Que, **TDP** considera que, ser parte demandante en un arbitraje, aunque **PETROPERÚ** es demandante reconvenional, no genera la obligación de asumir los gastos arbitrales. Así, lo que corresponderá es que el Tribunal Arbitral tome en consideración las condiciones relevantes a su disposición, y lo disponga, a la parte vencida.

Posición del Árbitro

- 144.1077. Que, en cuanto a los costos del arbitraje, el artículo 73 inciso 1) del Decreto Legislativo n.º 1071, dispone que el Tribunal Arbitral tendrá en cuenta, a efectos de imputar o distribuir los costos del arbitraje, el acuerdo de las partes. A falta de acuerdo, los costos del arbitraje serán de cargo de la parte vencida. Sin embargo, el Tribunal Arbitral podrá distribuir y prorratear estos costos entre las partes, si estima que el prorrateo es razonable, teniendo en cuenta las circunstancias del caso.
- 144.1078. Los costos incluyen (i) los honorarios y gastos del Tribunal Arbitral; (ii) los gastos administrativos; (iii) los honorarios y gastos de los peritos o de cualquier otra asistencia requerida por el Tribunal Arbitral; (v) los gastos razonables incurridos por las partes para su defensa en el arbitraje; (vi) los demás gastos razonables originados en las actuaciones arbitrales.
- 144.1079. Que, la Cláusula Décimo Segunda de los Contratos no regulan el tema de la distribución de los costos arbitrales.
- 144.1080. Que, asimismo, atendiendo a la inexistencia de pacto entre las partes (en torno a la distribución de los costos arbitrales) y en razón a que el Árbitro estima el adecuado comportamiento procesal de las partes y la incertidumbre jurídica que existía entre ellas y que motivó el presente arbitraje, al margen del hecho de que en concepto de este Árbitro ambas partes tenían motivos suficientes y atendibles para litigar; en consecuencia, a efectos de regular el pago de tales conceptos, se estima razonable:
- (i) Que, cada una de las partes asuma los honorarios por concepto de defensa legal en los que hubiera incurrido o se hubiera comprometido a pagar.
 - (ii) Que, cada una de las partes asuma, en un 50%, los honorarios del Tribunal Arbitral y los gastos administrativos.
- 144.1081. Que, habida cuenta de que los honorarios de los árbitros y los gastos administrativos fueron asumidos por cada parte, como correspondía, no se debe ordenar reembolso o devolución alguna.

XV. DECISIÓN DEL ÁRBITRO

En función de los razonamientos, comprobaciones y conclusiones que preceden, el Árbitro emite su **VOTO EN DISCORDIA**:

PRIMERO: Declara **INFUNDADA** la excepción de incompetencia formulada en contra de la Segunda Pretensión Subordinada a la Primera y Segunda Pretensión Principal de la demanda; y, en consecuencia, corresponde al árbitro pronunciarse en torno a dicha pretensión.

SEGUNDO: Declarar **INFUNDADA** la Primera Pretensión Principal de la demanda; y, en consecuencia, la resolución del Contrato de Operación de los Terminales del Centro, efectuada por PETRÓLEOS DEL PERÚ – PETROPERÚ S.A. mediante carta recibida por TERMINALES DEL PERÚ el 21 de marzo de 2024, es válida.

TERCERO: Declarar **INFUNDADA** la Segunda Pretensión Principal de la Demanda; y, en consecuencia, la resolución del Contrato de Operación de los Terminales del Norte, efectuada por PETRÓLEOS DEL PERÚ – PETROPERÚ S.A. mediante carta recibida por TERMINALES DEL PERÚ el 21 de marzo de 2024, es válida.

CUARTO: Declarar **IMPROCEDENTE** la Pretensión Accesorio a las Primera y Segunda Pretensiones Principales de la demanda; toda vez que el Contrato de Operación de los Terminales del Centro y el Contrato de Operación de los Terminales del Norte no continúan vigentes.

QUINTO: Declarar **INFUNDADA** la Primera Pretensión subordinada a la Primera y Segunda Pretensiones Principales de la demanda; y, en consecuencia, TERMINALES DEL PERÚ no tiene derecho a recuperar las inversiones acreditadas y/o realizadas, pero no acreditadas por razones imputables a PETRÓLEOS DEL PERÚ – PETROPERÚ S.A. antes del 21 de marzo de 2024.

SEXTO: Declarar **INFUNDADA** la Segunda Pretensión subordinada a la Primera y Segunda Pretensiones Principales de la demanda; y, en consecuencia, TERMINALES DEL PERÚ no tiene derecho a recuperar las inversiones acreditadas y/o realizadas, pero no acreditadas por razones imputables a PETRÓLEOS DEL PERÚ – PETROPERÚ S.A. después del 21 de marzo de 2024.

SÉPTIMO: Declarar **IMPROCEDENTE** la Tercera Pretensión Principal de la demanda; y, en consecuencia, TERMINALES DEL PERÚ no tiene derecho a deducir, en la liquidación siguiente a la acreditación de una inversión adicional, todas las cuotas devengadas desde la simple Puesta en Servicio hasta el momento de emisión de la primera cuota.

OCTAVO: Declarar **IMPROCEDENTE** la Cuarta Pretensión Principal de la demanda; y, en consecuencia, no corresponde ordenar a PETRÓLEOS DEL PERÚ – PETROPERÚ S.A. reembolsar el monto de US\$ 1'549,319.00.

NOVENO: Declarar **IMPROCEDENTE** la Quinta Pretensión Principal de la demanda; y, en consecuencia, no corresponde ordenar a PETRÓLEOS DEL PERÚ – PETROPERÚ S.A. el pago de US\$ 64,076.00.

DÉCIMO: Declarar **IMPROCEDENTE** la Sexta Pretensión Principal de la demanda; y, en consecuencia, no corresponde acreditar las inversiones realizadas en los Proyectos de Inversión Adicional «Construcción de Tanques de Almacenamiento Norte – Terminales Supe, Salaverry y Eten – 330 KBls», de códigos de proyecto 2A8001, 4A8001, 5A8001 y 5A8002.

DÉCIMO PRIMERO: Declarar **IMPROCEDENTE** la Séptima Pretensión Principal de la demanda; y, en consecuencia, TERMINALES DEL PERÚ no tiene derecho a deducir, al mes siguiente de la emisión del laudo final, el monto de US\$ 4'450,061.00 más intereses, al no existir la acreditación correspondiente a las inversiones realizadas en los Proyectos de Inversión Adicional «Construcción de Tanques de Almacenamiento Norte – Terminales Supe, Salaverry y Eten – 330 KBls», de códigos de proyecto 2A8001, 4A8001, 5A8001 y 5A8002.

DÉCIMO SEGUNDO: Declarar **IMPROCEDENTE** la Octava Pretensión Principal de la demanda.

DÉCIMO TERCERO: Declarar que **CARECE DE OBJETO** analizar el fondo de la Primera Pretensión Principal de la Reconvención.

DÉCIMO CUARTO: Declarar **FUNDADA** la Segunda Pretensión Principal de la Reconvención; y, en consecuencia, se **ORDENA** a TERMINALES DEL PERÚ a devolver a PETRÓLEOS DEL PERÚ – PETROPERÚ S.A. los Terminales del Norte y del Centro, asimismo, se **ORDENA** a TERMINALES DEL PERÚ que suscriba todos los contratos para la transición operativa de los Terminales del Centro y del Norte conforme a la cláusula 11.5.c) de los Contratos Operación de los Terminales del Centro y del Norte.

DÉCIMO QUINTO: Declarar **FUNDADA** la Tercera Pretensión Principal de la Reconvención; y, en consecuencia, tiene derecho al reembolso de las sumas de dinero efectivamente pagadas a TERMINALES DEL PERÚ por concepto de recupero de Inversiones Adicionales efectuadas después del 21 de marzo de 2024, fecha en la que se produjo la resolución de los contratos, así como los intereses legales correspondientes desde la interposición de la reconvención hasta la fecha efectiva de pago.

DÉCIMO SEXTO: Declarar **FUNDADA —en parte—** la Pretensión Accesorio a la Tercera Pretensión de la Reconvención; y, en consecuencia se ordena a TERMINALES DEL PERÚ reembolsar a PETRÓLEOS DEL PERÚ – PETROPERÚ S.A. la suma de US\$

15'584,478.07 correspondiente hasta julio de 2025, más los intereses legales y detracción — vía compensación— por concepto de recupero de Inversiones Adicionales de los Terminales del Norte y Centro, desde el 21 de marzo de 2024 hasta la fecha efectiva del pago, monto que, de ser necesario, deberá actualizarse en función de las cuotas que PETRÓLEOS DEL PERÚ – PETROPERÚ S.A. efectivamente continúe pagando por dicho concepto.

DÉCIMO SÉPTIMO: Declarar que **CARECE DE OBJETO** analizar la Cuarta Pretensión Principal de la Reconvención.

DÉCIMO OCTAVO: Declarar **FUNDADA —EN PARTE—** la Quinta Pretensión Principal de la Reconvención; y, en consecuencia, corresponde ordenar a TERMINALES DEL PERÚ al pago de la indemnización por concepto de lucro cesante por el monto de US\$ 19,877,397.32 más intereses legales, correspondiente al periodo del 21 de marzo de 2024 al 12 de mayo de 2026, monto que deberá ser actualizado en función de la fecha efectiva de entrega de los Terminales Norte y Centro.

En torno a los costos arbitrales

DÉCIMO NOVENO: Declarar **FUNDADA —en parte—** la Novena Pretensión Principal de la demanda y declarar **FUNDADA —en parte—** la Sexta Pretensión Principal de la Reconvención; y, en consecuencia, el Árbitro ordena:

- (i) Que, cada una de las partes asuma los honorarios por concepto de defensa legal en los que hubiera incurrido o se hubiera comprometido a pagar.
- (ii) Que, cada una de las partes asuma, en un 50%, los honorarios del Tribunal Arbitral y los gastos administrativos.

En torno a la medida cautelar

VIGÉSIMO: Declarar que corresponde **MANTENER** la medida cautelar de no innovar (consistente en la Carta Fianza n.º D193-02718411 emitida por el Banco de Crédito del Perú con vigencia hasta el 11 de agosto de 2026, por el monto de US\$ 10'000,000.00, obtenida y presentada a favor de PETRÓLEOS DEL PERÚ – PETROPERÚ S.A.), la misma que tiene por finalidad conservar la situación de hecho y de derecho existente antes del 21 de marzo de 2024, debiendo ser renovada por parte de TERMINALES DEL PERÚ para cubrir los

daños y perjuicios que se pudieran haber presentado o seguir produciendo hasta la fecha de devolución efectiva de los terminales; pudiendo PETRÓLEOS DEL PERÚ – PETROPERÚ S.A., hacerse cobro de tales daños y perjuicios a través de la ejecución de dicha carta fianza.



Mario Castillo Freyre
Árbitro

