

Universidad Católica Santa María
Facultad de Ciencias e Ingenierías Físicas y Formales
Escuela Profesional de Ingeniería Industrial



**“ANÁLISIS Y PROPUESTA DE MEJORA EN EL CÁLCULO DEL % DE
MERMAS DE PRODUCTOS DERIVADOS DE HIDROCARBUROS EN LOS
TERMINALES DEL NORTE-CENTRO”**

Tesis presentada por la Bachiller:

Achahue Pongo Yessenia Luisa

Para optar el Título Profesional de:

Ingeniero Industrial

Asesor de tesis:

Ing. Delgado Montesinos Max

AREQUIPA-PERÚ

2017

FACULTAD DE CIENCIAS E INGENIERIAS FISICAS Y FORMALES
ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERIA INDUSTRIAL



INFORME DICTAMINATORIO
DE BORRADOR DE TESIS



VISTO

EL BORRADOR DE TESIS TITULADO:

ANÁLISIS Y PROPUESTA DE MEJORA EN EL CÁLCULO DEL PORCENTAJE DE
MERMA DE PRODUCTOS DERIVADOS DE HIDROCARBUROS EN LOS
TERMINALES DEL NORTE - CENTRO

PRESENTADO POR (EL) (LOS) BACHILLER (ES):

YESSENIA LUISA ACHAHUE PONGÓ

NUESTRO DICTAMEN ES:

FAVORABLE

OBSERVACIONES:

Arequipa, 02 DE NOVIEMBRE DEL 2017


JURADO DICTAMINADOR

Nombre: AJIME MIRTHA
PÉREZ GÓMEZ

Código: 0349


JURADO DICTAMINADOR

Nombre: MIX DELEDDO
MONTESINOS

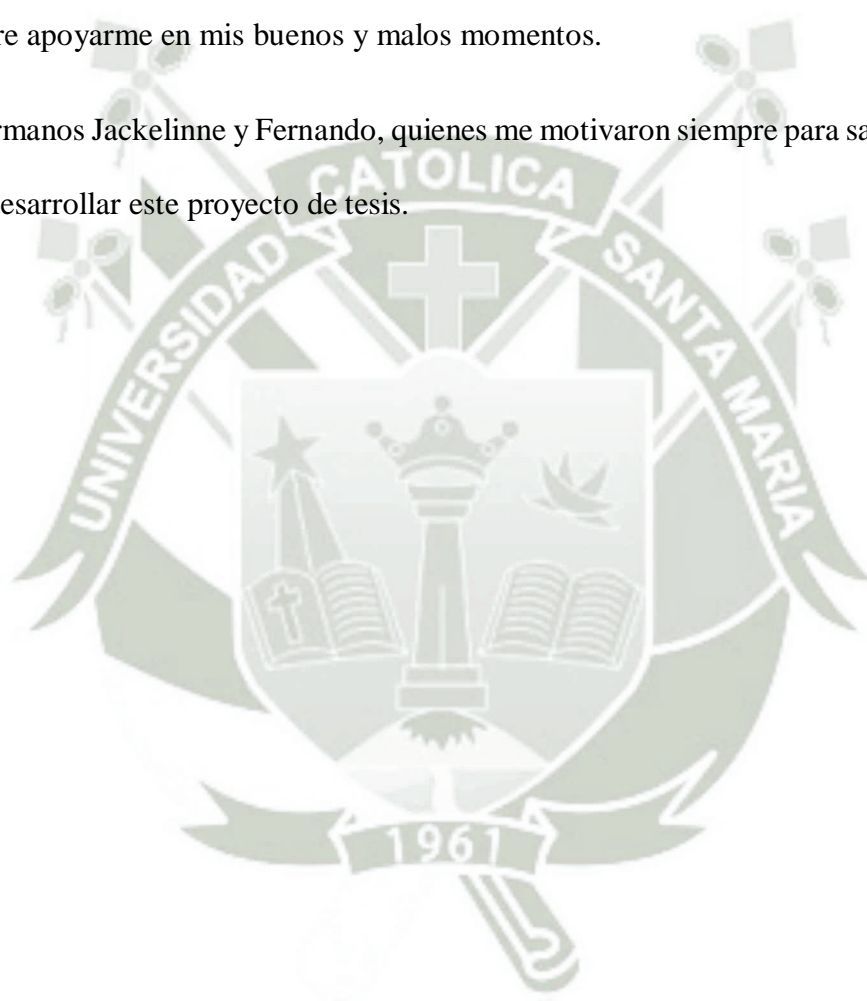
Código: 1258

Dedicatoria

A Dios, por haberme guiado por el buen camino y brindarme a lo largo de mi vida todo su amor y comprensión incondicional.

A mis padres Rosa y Luis, por haberme educado y formado con buenos valores. Además de siempre apoyarme en mis buenos y malos momentos.

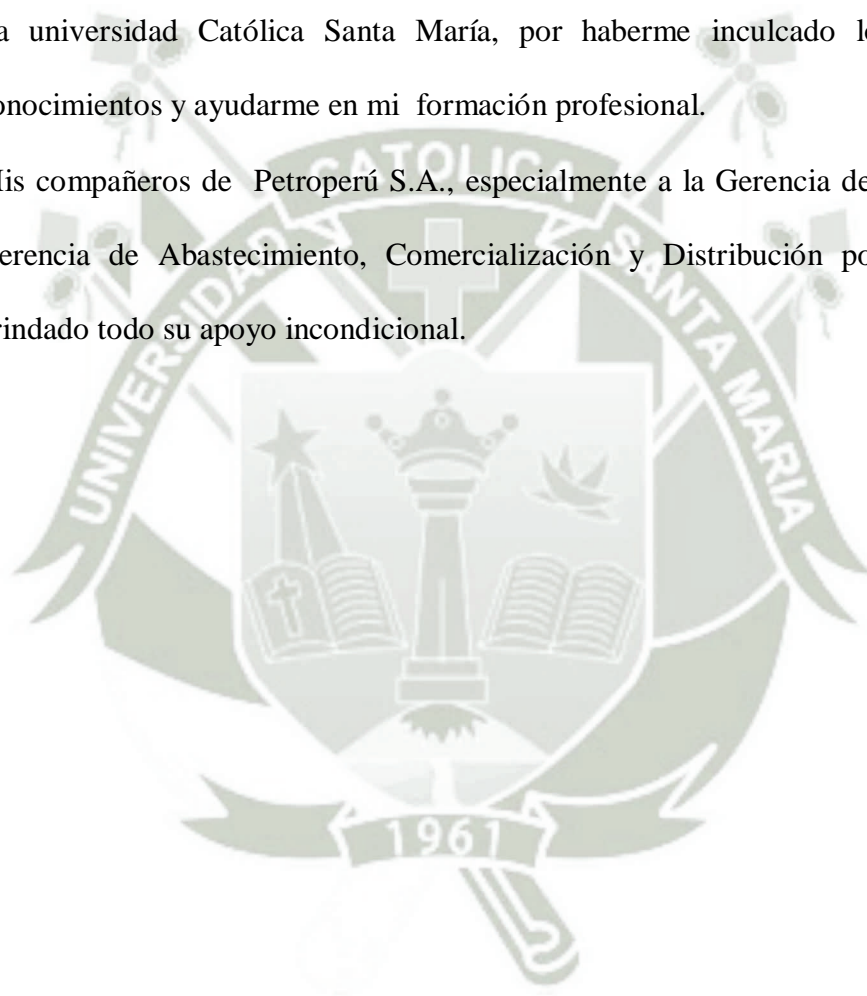
A mis hermanos Jackelinne y Fernando, quienes me motivaron siempre para salir adelante y poder desarrollar este proyecto de tesis.



Agradecimiento

Expreso mi más sincero agradecimiento a:

- Mi asesor de tesis, Ing. Max Delgado Montesinos, por haberme guiado y orientado eficientemente en el desarrollo de la presente tesis.
- La universidad Católica Santa María, por haberme inculcado los mejores conocimientos y ayudarme en mi formación profesional.
- Mis compañeros de Petroperú S.A., especialmente a la Gerencia de Auditoría, Gerencia de Abastecimiento, Comercialización y Distribución por haberme brindado todo su apoyo incondicional.



Introducción

La industria del petróleo tanto a nivel nacional e internacional se ve afectado por la pérdida de sus existencias, las cuales pueden ser originadas por diversos motivos. El no poseer un procedimiento estandarizado para el cálculo del % mermas dificulta la gestión y control de los productos, además de generar pérdidas económicas a la empresa.

Este es el caso de Petróleos del Perú Petroperú S.A. que en adelante será denominado Usuario y Terminales del Perú que en adelante será denominado Operador. Ambos se asocian y firman el Contrato RAD para que el Operador realice el servicio de Recepción, Almacenamiento y Despacho de productos derivados de Hidrocarburos en los terminales del Norte y Centro del Perú. Ambos miembros poseen una metodología de cálculo del % de merma diferente debido a una distinta interpretación del Contrato RAD, lo que ha generado problemas económicos afectando más al Usuario.

Es por ello que en la presente investigación se desarrollará un análisis exhaustivo de varios aspectos: variaciones volumétricas en los terminales, análisis de cálculo, análisis de la necesidad de capacitación, análisis al contrato RAD y un análisis económico. Con todo ello y herramientas de gestión se plantearán propuestas de mejora que optimicen el proceso de cálculo de % de mermas de productos derivados de hidrocarburos en los terminales del Norte y Centro del Perú.

Resumen

La presente investigación tiene como propósito desarrollar un análisis y propuesta de mejora eficiente para el cálculo de % merma en productos derivados de hidrocarburos en los terminales del norte y centro del Perú que aporte en el mejor control económico de la empresa. Para ello se partió con la elaboración de un marco referencial conciso. Seguidamente se realizó una descripción general del Usuario y Operador, además de describir los procesos de recepción, almacenamiento y despacho (RAD) de productos derivados de hidrocarburos.

Una vez conocido el contexto general se analizó diferentes aspectos relevantes: variaciones en terminales, metodología de cálculo de las entidades, Contrato RAD, la necesidad de capacitación y el aspecto económico referente al costo de reposición. Además se utilizó herramientas de gestión como el diagrama de Ishikawa para identificar los principales problemas.

Del análisis desarrollado se identificaron hallazgos relevantes y para ello se planteó 03 propuestas de mejora: propuesta de modificaciones en el Contrato RAD, propuesta de procedimiento y propuesta de capacitación. Seguidamente, se evaluó el benéfico-costo de la propuesta general, obteniendo como resultado de la relación $B/C = 5.26$, lo que indica que la propuesta general es viable.

Finalmente se elaboró las conclusiones y recomendaciones que afirman la hipótesis y reflejan el cumplimiento del objetivo general y objetivos secundarios de la investigación.

Palabras clave: variación, merma, contrato de recepción almacenamiento y despacho, costo de reposición.

Abstract

The present investigation aims to develop an analysis and proposal of efficient improvement for the calculation of % reduction in products derived from hydrocarbons in the terminals of the north and center of Peru that contribute in the best economic control of the company. To this end, it was set up with the elaboration of a concise reference framework. Next, a general description of the User and Operator was made, as well as describing the reception, storage and dispatch processes (RAD) of products derived from hydrocarbons.

Once the general context was known, different relevant aspects were analyzed: variations in terminals, methodology of calculation of the entities, Contract RAD, the need for training and the economic aspect related to replacement cost. In addition, management tools such as the Ishikawa diagram were used to identify the main problems.

From the analysis developed relevant findings were identified and 03 proposals for improvement were proposed: proposal for modifications in the RAD Contract, proposal of procedure and training proposal. The beneficial-cost of the overall proposal was then evaluated, resulting in a $B / C = 5.26$ ratio, indicating that the overall proposal is feasible.'

Finally, the conclusions and recommendations that affirmed the hypothesis were elaborated and reflect the fulfillment of the general objective and secondary objectives of the investigation.

Key words: variation, reduction, contract of receipt storage and dispatch, replacement cost.

Índice

Capítulo 1: Marco Metodológico	1
1.1 Identificación del Problema	2
1.2 Descripción del Problema	2
1.3 Formulación Del Problema	3
1.4 Justificación de la Investigación	3
1.5 Objetivos de la investigación	4
1.6 Hipótesis	5
1.7 Variables e Indicadores	5
1.8 Alcance:	7
1.9 Tipo de Investigación:	7
1.10 Diseño de la Investigación	7
1.11 Limitaciones	8
Capítulo 2: Marco Referencial	9
2.1 Marco Teórico	10
2.2 Marco Conceptual	14
Capítulo 3: Diagnostico Situacional	25
3.1 Descripción de Entidades	26
3.2 Descripción geográfica de la investigación	35
3.3 Productos Comercializados y Almacenados	36
3.4 Descripción del proceso RAD (Recepción, Almacenamiento y Despacho)	38
Capítulo 4: Análisis de la Investigación	67
4.1 Análisis de las variaciones en los terminales	68
4.2 Análisis de Variaciones en los terminales del Norte y Centro	69
4.3 Descripción del Cálculo de Mermas según Contrato RAD	75
4.4 Análisis del Proceso de Cálculo de % Merma	77
4.5 Identificación de Hallazgos encontrados con respecto al cálculo	83
4.6 Análisis Económico: Costo de Reposición	89
4.7 Análisis de necesidad de capacitación	95

4.8. Identificación de los principales problemas	97
Capítulo 5: Propuesta de Mejora	106
5.1. Propuesta de modificaciones en el Contrato RAD	107
5.2. Propuesta de Procedimiento	108
5.3. Propuesta de capacitación	121
5.4. Aspecto legal de la propuesta	129
5.5. Aspectos resaltantes de las propuestas	130
5.6. Plan de desarrollo de la propuesta	132
5.7. Costo total de la propuesta	133
5.8. Beneficio	133
5.9. Viabilidad de la investigación	134
5.10. Personal encargado	135
5.11. Seguimiento y Control	137
Conclusiones	140
Recomendaciones	141
Bibliografía	142
Anexos	145
Anexo 1: Glosario de Términos para los Terminales-Terminales del Perú (TP)	147
Anexo 2: Estructura del Contrato RAD	154
Anexo 3: Secciones del Contrato RAD (Artículo Primero y Anexo C)	155
Anexo 4: Cálculo de % de merma del Usuario	161
Anexo 5: Cálculo de % de merma del Operador	172
Anexo 6: Detalle del costo total de la propuesta	183
Anexo 7: Supuestos clave usados en el cálculo del valor recuperable de Petroperú	184
Anexo 8: Fragmentos importantes del Reglamento de Seguridad para transporte	186

Índice de Cuadros

Cuadro N° 1: Variables e Indicadores	6
Cuadro N° 2: Privatización y concesiones de Petroperú	13
Cuadro N° 3 : Porcentaje de mezcla de Gasohol	18
Cuadro N° 4: Estado de Situación financiera	33
Cuadro N° 5: Ubicación de los Terminales	36
Cuadro N° 6: Productos almacenados en cada Terminal	37
Cuadro N° 7: Variación de Productos -Terminal Eten (Galones)	70
Cuadro N° 8: Variación de Productos -Terminal Salaverry (Galones)	70
Cuadro N° 9: Variación de Productos -Terminal Supe (Galones)	70
Cuadro N° 10: Variación de Productos -Terminal Chimbote (Galones)	70
Cuadro N° 11: Variación de Productos -Terminal Callao (Galones)	71
Cuadro N° 12: Variación por producto terminal Callao	74
Cuadro N° 13: Porcentaje de Merma-Blancos volátiles	85
Cuadro N° 14: Porcentaje de Merma a Barriles	86
Cuadro N° 15: Costo de reposición año 2014	92
Cuadro N° 16: Costo de reposición año 2015	92
Cuadro N° 17: Cuentas por Cobrar Comerciales (miles de soles)	93
Cuadro N° 18: Influencia del costo reposición en cuentas de cobranza dudosa.	94
Cuadro N° 19: Cuadro de causas a evaluar	102
Cuadro N° 20: Ponderación de Importancia	102
Cuadro N° 21: Matriz semi-cuantitativa de Causas	103
Cuadro N° 22: Elaboración del Pareto	104
Cuadro N° 23: Personal que recibirá capacitación-Fase I	124
Cuadro N° 24: Personal que recibirá capacitación-Fase II	126
Cuadro N° 25: Duración y responsable de la capacitación	128
Cuadro N° 26: Presupuesto de la Capacitación	129
Cuadro N° 27: Plan de desarrollo de la Propuesta General	132
Cuadro N° 28: Costo total de la propuesta	133
Cuadro N° 29: Beneficio total de la propuesta	133
Cuadro N° 30: Flujo neto de la propuesta	134
Cuadro N° 31: Cálculo del VAN y B/C de la propuesta	135
Cuadro N° 32: Personal y área responsable de la Propuesta	136
Cuadro N° 33: Responsable y control de la Propuesta	138

Índice de Gráficos

Gráfico N° 1: Productos Comercializados por Uso	27
Gráfico N° 2: Organigrama Básico de Petroperú S.A.	28
Gráfico N° 3: Estructura de la Sub Gerencia de Distribución	32
Gráfico N° 4: Logotipo Terminales del Perú	34
Gráfico N° 5: Ubicación Geográfica de los Terminales y Plantas	35
Gráfico N° 6: Subclasificación del proceso RAD	38
Gráfico N° 7: Flow Sheet del Proceso RAD	39
Gráfico N° 8: Planeamiento de la descarga de productos por vía marítima	41
Gráfico N° 9: Preparación de personal y tanques para la descarga (Parte I)	45
Gráfico N° 10: Preparación de personal y tanques para la descarga (Parte II)	46
Gráfico N° 11: Proceso de Amarre de buque y toma de muestras (Parte I)	50
Gráfico N° 12: Proceso de Amarre de buque y toma de muestras (Parte II)	51
Gráfico N° 13: Proceso de Preparación y descarga de productos (Parte I)	55
Gráfico N° 14: Proceso de Preparación y descarga de productos (Parte II)	56
Gráfico N° 15: Proceso de almacenamiento de productos en terminales	58
Gráfico N° 16: Proceso de Despacho de Productos (Parte I)	64
Gráfico N° 17: Proceso de Despacho de Productos (Parte II)	65
Gráfico N° 18: Proceso de Despacho de Productos (Parte III)	66
Gráfico N° 19: Variaciones de producto en los Terminales del Norte	71
Gráfico N° 20: Variación de producto en el Terminal Centro (Callao)	72
Gráfico N° 21: Variación por Producto-Terminal Eten	72
Gráfico N° 22: Variación por Producto-Terminal Salaverry	73
Gráfico N° 23: Variación por Producto-Terminal Supe	73
Gráfico N° 24: Variación por Producto-Terminal Chimbote	74
Gráfico N° 25: Variación por Producto-Terminal Callao	75
Gráfico N° 26: Restricciones en el % de Merma	76
Gráfico N° 27: Proceso de Cálculo de mermas del Usuario	78
Gráfico N° 28: Formato general de cálculos de merma del Usuario	79
Gráfico N° 29: Proceso de Cálculo de mermas del Operador	81
Gráfico N° 30: Formato general de cálculos de merma del Operador	82
Gráfico N° 31: Diferencia de Unidades de medida	83
Gráfico N° 32: Diferencia de Valores	84
Gráfico N° 33: Términos Diferentes	84
Gráfico N° 34: Adición de Operaciones	85
Gráfico N° 35: Cantidad de Barriles considerado como mermas- Terminal Supe 2015	86
Gráfico N° 36: Definición de Producto	87

Gráfico N° 37: Definición de Producto en el Anexo C	88
Gráfico N° 38: Inciso de análisis del contrato RAD	89
Gráfico N° 39: Proceso del Cálculo de Reposición	91
Gráfico N° 40: Diagrama de Ishikawa-Diferencias en el cálculo de % de variación	101
Gráfico N° 41: Diagrama Pareto de Causas	105
Gráfico N° 42: Formato de la propuesta	117
Gráfico N° 43: Modelo del Formato Propuesto	117
Gráfico N° 44: Procedimiento propuesto para el cálculo de % de Variación (Parte I)	118
Gráfico N° 45: Procedimiento propuesto para el cálculo de % de Variación (Parte II)	119
Gráfico N° 46: Procedimiento propuesto para el cálculo de % de Variación (Parte III)	120





Capítulo 1: Marco Metodológico

1.1 Identificación del Problema

En el sector de hidrocarburos la empresa Petróleos del Perú Petroperú S.A. (Usuario) y Terminales del Perú (Operador) no poseen un procedimiento estandarizado para el cálculo de % de mermas en productos derivados de hidrocarburos.

El Usuario y el Operador tienen una forma distinta de interpretar el cálculo de % de mermas que está descrito en el Anexo C en el punto 9.6.7 del Contrato de recepción, almacenamiento y despacho de productos derivados de hidrocarburos (Contrato RAD), lo que ha ocasionado que el Operador no quiera reconocer el porcentaje de merma sobrepasado, por consiguiente el Operador no ha cumplido con el pago del costo de reposición de los productos sobrepasados al Usuario desde el año 2014.

1.2 Descripción del Problema

El 01 de noviembre del 2014, el Usuario y el Operador celebran el Contrato RAD. En el Numeral 9.6.7 del Reglamento del Contrato RAD se precisa que el Operador en un año calendario no sobrepase de 1% en GLP, 0.3% en productos blancos volátiles y de 0.2% en productos blancos no volátiles y productos negros. Además se muestra la fórmula para el cálculo del porcentaje de merma. Dicho cálculo es realizado de forma distinta por las entidades, además de no respetar la terminología de la fórmula planteada en el Contrato RAD.

Actualmente ya se han presentado los cálculos de % de mermas desde el mes de noviembre del 2014, fecha en la que se inicia el Contrato RAD hasta el año 2016. El Usuario realiza el cálculo por cada producto, sin embargo el Operador lo realiza por grupo de productos a los que incluye: blancos volátiles, productos blancos no volátiles,

GLP y productos negros. Los productos que pasan el % de mermas permitido se les calcula el Costo de Reposición que hasta la fecha el Operador no ha cancelado al Usuario.

1.3 Formulación Del Problema

¿No tener una propuesta de mejora para el cálculo de % de mermas en productos derivados de hidrocarburos, dificultará el control económico y la gestión del Contrato RAD?

1.4 Justificación de la Investigación

Las mermas de productos derivados de hidrocarburos en la industria del Petróleo son un problema muy frecuente en los terminales donde se realiza los procesos de recepción almacenamiento y despacho de los diferentes productos. En los terminales del norte y centro las mermas son causadas por factores climáticos, evaporación, dilatación y/o desviación de los sistemas de medición. El cálculo de mermas debe poseer: una metodología adecuada con el fin de que se tenga un mayor control de las existencias en la empresa para que no dificulte la gestión del Contrato RAD y no se tenga pérdidas económicas.

Es por ello que mediante esta investigación se analizará: las variaciones en los terminales, la metodología de cálculo de las entidades, la necesidad de capacitación y el costo de reposición. Para así identificar los principales inconvenientes y plantear al final soluciones que ayuden a mejorar la gestión del Contrato RAD y el control económico.

1.5 Objetivos de la investigación

1.5.1. Objetivo General

Desarrollar un análisis y propuesta de mejora eficiente para el cálculo del % de merma en productos derivados de hidrocarburos en los terminales del norte y centro del Perú y que aporte en el mejor control económico de la empresa.

1.5.2. Objetivos Específicos

- a) Elaborar un marco referencial (marco teórico y marco conceptual) que sea el sustento básico de la presente investigación.
- b) Analizar e identificar hallazgos con respecto a las variaciones en los terminales y el método de cálculo que las entidades realizan de acuerdo al Contrato RAD.
- c) Determinar cuál es la influencia del costo de reposición en las cuentas de cobranza dudosa para el Usuario.
- d) Elaborar propuestas de mejora que optimicen el proceso de cálculo del % variación y mejore el control económico del Usuario.
- e) Justificar mediante un análisis Beneficio-Costo la ejecución de las propuestas sugeridas.

1.6. Hipótesis

Es posible que a partir de un análisis se pueda realizar propuestas de mejora que optimicen el proceso de cálculo de % de mermas de productos derivados de hidrocarburos en los terminales del Norte y Centro del Perú.

1.7. Variables e Indicadores

Variable Independiente: Propuesta de Mejora

Variable dependiente: Liquidez del Usuario



Cuadro N° 1: Variables e Indicadores

Tipo de Variable	Variable	Indicador	Definición Conceptual	Definición Operacional
Variable Independiente	Propuesta de mejora	Eficacia del procedimiento	Es el grado de cumplimiento del procedimiento propuesto respetando las nuevas disposiciones del Contrato RAD con respecto al cálculo de % de variación.	Se mide el % de cumplimiento del procedimiento propuesto.
		Evaluación de la capacitación	Es aplicar una evaluación a los participantes de la capacitación al término de cada sesión.	Evaluar los siguientes aspectos: reacción aprendizaje y comportamiento del participante.
Variable Dependiente	Liquidez del Usuario	Costo de Reposición	Es el monto monetario que se debe pagar al Usuario por pasar el porcentaje de merma permitido.	Sumatoria algebraica de: Volumen*Costo Unitario+ Rodaje +ISC+IGV+FISE+SISE

Elaboración: Propia
Fuente: Propia

1.8. Alcance:

El alcance de la investigación abarca los terminales del norte y centro del Perú: Etén, Salaverry, Chimbote, Supe y Callao. Dichos terminales están a cargo de Petroperú (Usuario) pero han sido concesionados a Terminales del Perú (Operador) a través del Contrato RAD que se firmó el 01 de noviembre del 2014 y tiene una vigencia de 20 años.

Respecto a las áreas involucradas en la gestión del Contrato RAD por parte de Petroperú se encuentra la Sub Gerencia de Distribución que pertenece a la Gerencia de Abastecimiento, Comercialización y Distribución.

1.9. Tipo de Investigación:

El tipo de investigación es descriptiva ya que se analizará la situación actual de las entidades y los procesos que realizan; es explicativa porque se buscará las razones que provocaron las discrepancias entre las entidades referidas al cálculo de % de mermas de los productos derivados de hidrocarburos.

1.10. Diseño de la Investigación

La presente investigación posee un diseño no experimental transversal descriptivo ya que se describe diferentes aspectos relacionados al cálculo del % de mermas de productos derivados de hidrocarburos.

1.11. Limitaciones

Para la elaboración de este proyecto se ha tenido limitaciones con respecto a los cálculos, ya que cada gerencia presenta una política de confidencialidad en ciertos temas. Sin embargo, mediante cartas y apoyo de la Gerencias de Auditoría de Petroperú. Se ha logrado obtener la información necesaria de los años 2014 y 2015 para poder llevar a cabo la presente investigación.





Capítulo 2: Marco Referencial

2.1. Marco Teórico

2.1.1. La privatización y concesiones en el Perú

A inicios de la década de los noventa, las empresas públicas atravesaban una crisis que excedía el plano financiero y de gestión ya que su accionar estaba deslegitimado por la sociedad.

La política de privatización de empresas públicas constituyó un elemento central del programa de estabilización y reformas estructurales que el gobierno del Presidente Fujimori instrumentó con el objetivo de generar las condiciones para el crecimiento sostenido de la economía sobre la base de la inversión privada.

En el Perú, las privatizaciones y concesiones, no sólo constituyeron componentes fundamentales del programa de reformas y modernización económica del país, sino también, dos de los mecanismos más importantes para promover la inversión privada.

En la denominada reforma del Estado además de las medidas que establecieron la eliminación de la actividad empresarial del Estado, se instrumentaron, entre otras, leyes que promovieron la inversión extranjera, impulsaron la realización de un comercio internacional libre de restricciones, la liberalización del mercado financiero, la constitución de un sistema privado de pensiones, y la eliminación de trabas a la libre contratación laboral. (Caro, 2002)

2.1.1.1. Privatización

Específicamente, el proceso de privatización se inició en septiembre de 1991 con la promulgación de la Ley de Promoción de la Inversión Privada en Empresas del Estado. Dicha ley estableció la creación de la Comisión de Promoción a la Inversión Privada (COPRI), y definió las modalidades de participación privada. (Caro, 2002)

Modalidades de privatización de empresas estatales:

- Transferencia al sector privado del total o de una parte de las acciones o de los activos.
- Aumento de capital mediante aportes efectuados por personas naturales o personas jurídicas de derecho privado constituidas en el país o personas jurídicas o entidades de derecho público o privado constituidas en el extranjero.
- Celebración de contratos de asociación en participación, presentación de servicios, arrendamiento, gerencia concesión y otros similares con personas jurídicas o entidades de derecho público o privado constituidas en el extranjero.
- Disposición o venta de los activos con motivo de su disolución y liquidación.

2.1.1.2. Concesiones en el Perú

Las concesiones se otorgan en concursos públicos y se formalizan con la firma de un contrato, a través del cual el Estado cede sus competencias al sector privado que asume nuevas inversiones. En estos casos, el Estado no pierde su derecho de propiedad sobre la infraestructura concesionada, la cual revierte a su favor una vez cumplido el plazo establecido. (Caro, 2002)

Modalidades de concesión

- A título oneroso, imponiendo al concesionario una contribución determinada en dinero o una participación sobre beneficios a favor del organismo concedente.
- A título gratuito.

- Cofinanciada por el organismo concedente, con una entrega inicial durante la etapa de construcción o con entregas en la etapa de la explotación, reintegrables o no.
- Mixta, cuando concurren más de una de las modalidades antes señaladas.

2.1.1.3. Petroperú y su proceso de privatización y concesiones

La privatización parcial de Petroperú, la mayor empresa del país por su magnitud económica expresada en sus ventas y su contribución directa e indirecta al fisco, representa el 10% del total de las transferencias de empresas públicas al sector privado. (Caro, 2002).

En julio de 1992, el gobierno decidió privatizar PETROPERU por unidades de negocios. Esta concepción de privatización difería significativamente de los planteamientos esbozados por el entonces presidente de PETROPERU quien consideraba *que la naturaleza de los negocios petroleros (intensivos en capital, inversión de larga maduración, mercado internacional muy dinámico con oscilaciones fuertes en oferta y demanda y efecto estacional en los pecios) le da mucha ventaja a la integración vertical de las tres actividades básicas (producción, refinación y comercialización). Una empresa integrada verticalmente tiene una posición competitiva más apropiada para hacer frente a las variaciones del entorno y la sinergia de este sistema le da mayor valor al conjunto que el que se obtendría con las actividades separadas.* (Quijandría, 2003).

Cuadro N° 2: Privatización y concesiones de Petroperú

Empresas	Fecha	Modalidad	Plazo (Años)	% Vendido	% Trabajador	Precio de venta		Compr. Ivers.	Comprador
						Efectivo	T.D. EXT.		
1. Primera Fase									
Estaciones de Servicio Solgás (1)	Jul-92	Venta		100	0	38.80	0.00	0.00	50 compradores
PETROMAR (2)	Ago-92	Venta		84.1	4.5	7.50	0.00	0.00	REPSOL (España)
P. TRANSOCEÁNICA	Feb-93	Contr. Operac.	30	0	0	50.00	0.00	0.00	PETROTECH (EEUU)
	Nov-93	Venta		0	0	25.20	0.00	0.00	GLENPOINT (Perú/Chile)
Sub Total						121.50	0.00	0.00	
2. Segunda Fase									
Refinería La Pampilla (3)	Jun-96	Venta		60	0	142.50	38.00	50.00	REPSOL (España)
Lote 8/8X (4)	Jun-96	Cont. Licencia	28	0	0	127.20	25.00	25.00	PLUSPETROL (Argentina)
Lote X/XI	Jun-96	Cont. Licencia	30	0	0	202.20	0.00	25.00	PÉREZ COMPANC (Arg.)
Petrolobe (Lubricantes)	Ago-96	Venta		98.4	1.6	18.90	0.00	0.00	MOBIL OIL DEL PERÚ
Terminales del Centro (5)	Dic-96	Contr. Operac.	15	0	0	3.00	0.00	5.50	SERLIPSA (Perú)
Terminales del Norte (6)	Dic-96	Contr. Operac.	15	0	0	3.00	0.00	6.30	CONSORCIO GMP (Perú)
Terminales del Sur (7)	Dic-96	Contr. Operac.	15	0	0	3.00	0.00	6.70	CONSORCIO GMP (Perú)
Sub Total						499.80	63.00	118.50	
Total General						621.30	63.00	118.50	

Fuente: Comisión de Promoción a la Inversión Privada (COPRI)

Elaboración: Convención Nacional de Dirigentes de los Organismos Sindicales de Petroperú

Leyenda:

- (1) El Comprador original fue Lipigas de Chile. Esta empresa vendió sus acciones a Repsol en 1996 por US\$58 millones.
 - (2) PETROTECH pagará US\$200 millones al Estado por los activos fijos mediante un leasing de 20 años (US\$10 millones anuales)
 - (3) El Consorcio consta de Repsol (España, 55%), YPF (Argentina, 25%), Mobil Perú (Estados Unidos, 5%), GMP (Perú, 5%) y The Peru Privatisation Fund (Perú, 5%).
 - (4) El Consorcio consta de Pluspetrol (Argentina, 60%), Pedco (Corea, 20%), Daewoo (Corea, 11.33%) y Yukong (Corea, 8.33%)
 - (5) Sarlipsa pagará al Estado US\$0.2784 por barril almacenado.
 - (6) GMP pagará al Estado US\$0.4739 por barril almacenado.
 - (7) GMP pagará al Estado US\$0.4567 por barril almacenado.
- T.D. EXT.: Títulos de la deuda externa

2.2. Marco Conceptual

En el presente apartado se presentará las definiciones de los términos más destacados de la presente investigación, con el fin de tener una base sólida en el desarrollo de este proyecto.

2.2.1. Mermas

De acuerdo al Diccionario de la Real Academia Española, la palabra merma significa, porción de algo que se consume naturalmente o se sustrae; asimismo, significa bajar o disminuir algo o consumir una parte de ello.

En tanto que las normas tributarias definen al concepto de merma como pérdida física en el volumen, peso o cantidad de las existencias, ocasionada por causas inherentes a su naturaleza o al proceso productivo. (Ferrer, 2010)

2.2.1.1. Clases de mermas

Las mermas de las existencias se producen en el proceso de su comercialización o en el proceso productivo.

En la evolución en estos procesos se incurren en el transporte, almacenamiento, distribución, producción y venta de estos bienes que afecta su naturaleza y constitución física, convirtiéndose en pérdida cuantitativa, es decir, estas pérdidas se pueden contar, medir, pesar, etc., en unidades.

a) En el proceso comercial:

1. La pérdida de peso en kilos del ganado, debido al tiempo que se mantiene encerrado en un medio de transporte en el traslado de una ciudad a otra, que puede comprender muchos kilómetros de distancia.

2. La pérdida en galones o litros por la evaporación de los combustibles, que ocurre en el transporte, depósito y distribución, pérdida que se produce por la naturaleza del bien, que se concreta en la disminución del volumen de este bien que se puede cuantificar

3. La pérdida en cantidad de litros o mililitros de alcohol, tiner, aguarrás, benzina y otros productos que se evaporan, debido a la manipulación en su distribución y venta por los comerciantes.

4. La pérdida en unidades que se ocasiona por el almacenamiento, transporte y venta de menajes de vidrios, cristales y otros productos de similar naturaleza. (Ferrer, 2010)

b) En el proceso productivo:

1. La disminución en miligramos o kilos de los productos marinos, en el proceso que comprende en el desmembramiento, cercenado y desmenuzado de vísceras, cabezas y aletas, en la industria de conservas de pescado.

2. Las pérdidas en litros y unidades de tinta, papel y otros suministros en el proceso de impresión, compaginación y empastado de libros y revistas, en la industria editorial

3. La pérdida de cuero, cuerina, badana y gamuza y otros materiales, en la elaboración de zapatos, casacas y otras prendas de vestir, en la industria del calzado y confecciones.

4. La pérdida en kilos y unidades de las frutas por descomposición o deterioro que se produce por efecto del tiempo o en el proceso productivo, en la industria de conservas. (Ferrer, 2010).

2.2.2. Unidad utilizada (Barril)

Barril (bl) es la unidad de medida de capacidad de los Hidrocarburos Líquidos, que consiste en cuarenta y dos (42) galones de los Estados Unidos de América, corregidos a una temperatura de 15,55°C (60°F), a presión del nivel del mar, sin agua, barro u otros sedimentos. (Decreto Supremo N° 032, 2002)

2.2.3. ASTM International

Sus siglas en inglés significan (American Society for Testing and Materials). Desde su fundación en 1898, ASTM International es una de las organizaciones internacionales de estándares más grande del mundo. Más de 12 000 estándares de consenso voluntario de ASTM, definidos y establecidos por nosotros, están vigentes a nivel mundial. El trabajo de ASTM se aplica a casi todo, desde el acero hasta la sostenibilidad, mejoran la vida de millones de personas cada día.

Los estándares de ASTM son utilizados y aceptados mundialmente y abarcan áreas como metales, pinturas, plásticos, textiles, petróleo, construcción, energía, medio ambiente, productos de consumo, servicios médicos, dispositivos y productos electrónicos, entre otros. Productos almacenados. (ASTM-International, 2016)

Algunas de las Normas ASTM utilizadas en el sector de hidrocarburos son:

- D1835: Especificación estándar para gases (LP) licuados del petróleo

- D396: Especificación Estándar para Aceites de Combustible
- D1655 Especificación Estándar para Combustibles de Turbina de Aviación
- D910 Especificación estándar para las gasolinas con plomo de aviación 910
- D1265 Prácticas para gases (LP) Muestreo de petróleo licuado, método manual
- D1267 Método de prueba para Gage Presión de Vapor de Gases (LP) de petróleo licuado (LP-Gas Method)
- D1657 Método de prueba para determinar la densidad o densidad relativa de hidrocarburos ligeros por hidrómetro Presión
- D1837 Método de prueba para la volatilidad de los gases (LP) Licuados de Petróleo
- D2158 Método de prueba para los residuos en gases licuados del petróleo (LP) (ASTM-International, Normas ASTM, 2016)

2.2.4. Productos Almacenados

2.2.4.1. Gas licuado de petróleo (GLP):

Es una mezcla balanceada de hidrocarburos volátiles tipo propano y butano. Petroperú obtiene el GLP de la destilación del petróleo crudo, en Refinería de Talara, cumpliendo con las especificaciones de calidad de la Norma Técnica Peruana en concordancia con el estándar internacional American Society for Testing and Materials (ASTM) D 1835.

2.2.4.2. Gasohol

Es la mezcla que contiene gasolina (de 84, 90, 95 ó 97 octanos y otras según sea el caso) y 7.8% Vol de Alcohol Carburante. El Porcentaje de mezcla es el siguiente:

Cuadro N° 3 : Porcentaje de mezcla de Gasohol

GASOLINA 84, 90, 95, 97 (PLUS)	92.2 %
ALCOHOL CARBURANTE	7.8 %
GASOHOL (84, 90, 95, 97) PLUS	100 %

Fuente: Petroperú S.A.

2.2.4.3. Alcohol Carburante

Es el Etanol Anhidro Desnaturalizado, obtenido de la mezcla del Etanol Anhidro con la Sustancia Desnaturalizante en una proporción entre 2% y 3% Vol en el caso de ser gasolina motor sin contenido de plomo.

2.2.4.4. Gasolina de Aviación 100 LL

Es un combustible especialmente formulado para uso en motores de aviación del tipo recíprocante (a pistón) y de corto fuselaje, como avionetas. Presenta propiedades antidetonantes muy altas. Este producto es importado por Petroperú, bajo la norma internacional ASTM D-910.

2.2.4.5. TurboA-1

Combustible con características especiales para trabajar en un amplio margen de temperaturas y presiones, de gran estabilidad térmica. Es producido por Petroperú en refinerías Talara, Iquitos y El Milagro. La calidad del Turbo Petroperú A-1 está garantizada sobre la base del estándar internacional ASTM D-1655. Es usado en aeronaves a turbinas y turbo hélice como aviones comerciales (pasajeros-carga) y helicópteros.

2.2.4.6. Diésel B5

A partir del 01 Enero 2011 se inició la comercialización de este combustible, en reemplazo del Diesel B2. El Diesel B5 es un combustible constituido por una mezcla de Diesel N2 y 5% en volumen de Biodiesel (B100).

- **Diesel N2.-** Combustible derivado de hidrocarburos, destilado medio, obtenido de procesos de refinación.
- **Biodiesel (B100).-** Combustible diesel derivado de recursos renovables, puede ser obtenido a partir de aceites vegetales o grasas animales. Cumple con las especificaciones de calidad establecidas en la norma nacional e internacional. Este combustible prácticamente no contiene azufre.

Es importante resaltar que, de conformidad a la legislación nacional vigente, se estableció un cronograma para el uso obligatorio de mezclas del Diesel N2 con el Biodiesel B100:

- Desde el 01.01.2009: Diesel B2 (mezcla de Diesel N2 + 2% de Biodiesel B100)
- Desde el 01.01.2011: Diesel B5 (mezcla de Diesel N2 + 5% de Biodiesel B100)

2.2.4.7. Diésel Ultra (Diésel B5 S-50)

A partir del 01 Enero 2011 se inició la comercialización de este combustible, en reemplazo del Diésel B2 S-50.

El Diésel B5 S-50 es un combustible constituido por una mezcla de Diésel N2 S-50 y 5% en volumen de Biodiesel (B100).

- **Diésel N2 S-50.-** Combustible derivado de hidrocarburos, destilado medio, obtenido de procesos de refinación que presenta un contenido de azufre máximo de 50 partes por millón.

De conformidad al D.S. 061-2009-EM, a partir del 01.01.2010 se inició la comercialización de este combustible con un contenido máximo de azufre de 50 partes por millón, y de conformidad al Reglamento para la Comercialización de Biocombustibles, desde el 01.01.2011 se incrementa el porcentaje de biodiesel de 2 a 5%, por lo que la denominación cambia a diésel B5 S-50. Para Petroperú el combustible presenta como denominación comercial Diésel Ultra y cumple con las especificaciones de calidad de la norma técnica peruana vigente.

2.2.4.8. Destilado. Marine Gas Oil (MGO) o Diésel 2 Uso Marino

Utilizado para los motores de las naves, especialmente en embarcaciones pesqueras.

2.2.4.9. Petróleo Industrial N°6

Es un combustible residual para uso industrial obtenido de los procesos de refinación del petróleo crudo. Cumple con la Norma Técnica Peruana y con el estándar internacional ASTM D-396

El Petróleo Industrial N°6 está constituido por una mezcla de hidrocarburos derivados del petróleo, en el rango aproximado de C12 a C50, presenta alta viscosidad.

2.2.4.10. Petróleo Industrial N°500

Es un combustible residual para uso industrial obtenido de los procesos de refinación del petróleo crudo. Cumple con la Norma Técnica Peruana y con el estándar internacional ASTM D-396

El Petróleo Industrial N° 500 está constituido por una mezcla de hidrocarburos derivados del petróleo, en el rango aproximado de C12 a C50, presenta alta viscosidad.

2.2.4.11. Asfaltos líquidos

Son una mezcla multicomponente de hidrocarburos derivados del petróleo, formulado a partir de un asfalto y un destilado medio del petróleo, que es usado como disolvente. Los asfaltos líquidos que elabora Petroperú son: RC-70, RC-250 y MC-30. (PETROPERU, 2015)

2.2.5. Hallazgos

Son aquellas situaciones que revisten importancia relativa, para la actividad u operación objeto de examen del auditor, que requiere ser documentada y debidamente comprobada, que va a ser de utilidad para exponer o emitir criterio, en el respectivo documento o informe de auditoría. (Araya, 2015).

2.2.6. Costo de reposición

Es el monto monetario que se debe pagar al Usuario por pasar el porcentaje de merma permitido. (PETROPERÚ, 2014).

2.2.7. Impuesto General a las Ventas

El IGV es un impuesto que grava todas las fases del ciclo de producción y distribución, está orientado a ser asumido por el consumidor final, encontrándose normalmente en el precio de compra de los productos que adquiere. (SUNAT, Tasa y Operaciones Gravadas - IGV, 2016).

2.2.8. Tasa:

Se aplica una tasa de 16% en las operaciones gravadas con el IGV. A esa tasa se añade la tasa de 2% del Impuesto de Promoción Municipal (IPM). De tal modo a cada operación gravada se le aplica un total de 18%: IGV + IPM. (SUNAT, Tasa y Operaciones Gravadas - IGV, 2016)

2.2.9. Impuesto Selectivo al Consumo (ISC)

El ISC es un impuesto indirecto que, a diferencia del IGV, solo grava determinados bienes (es un impuesto específico); una de sus finalidades es desincentivar el consumo de productos que generan externalidades negativas en el orden individual, social y medioambiental, como por ejemplo: las bebidas alcohólicas, cigarrillos y combustibles. (SUNAT, Concepto del Impuesto Selectivo al Consumo, 2017).

2.2.10. Fondo de Inclusión Social Energético (FISE)

El Fondo de Inclusión Social Energético (FISE) se crea con la Ley N° 29852 en abril del año 2012, con el propósito de llevar energía menos contaminante a poblaciones más vulnerables en todo el país. En la actualidad tiene cuatro fines:

- La masificación del gas natural para viviendas y vehículos.
- La ampliación de la frontera energética utilizando energías renovables.
- La promoción para el acceso al GLP (balones de gas doméstico) en los sectores vulnerables urbanos y rurales.
- El mecanismo de compensación de la tarifa eléctrica residencial. (Osinermin, Qué es el FISE, 2017)

2.2.10.1. Recursos del FISE

Los recursos económicos del FISE provienen de:

- Los grandes consumidores de electricidad.
- El servicio de transporte de gas natural (Gas de Camisea).
- La producción e importación de combustibles.

Con lo recaudado el FISE puede llevar a cabo la ejecución de sus cuatro fines a través de diversos proyectos energéticos establecidos por el Ministerio de Energía y Minas, en beneficio de más peruanos. (Osinerming, 2017)

2.2.10.2. Beneficiarios

El fondo está dirigido a personas que pertenecen al sector vulnerable del Perú, ya sea en el sector rural o rural-urbano.

Cada uno de los tres fines del FISE poseerá un perfil específico de beneficiario. Es decir, los requisitos para recibir el beneficio en la masificación de gas natural pueden ser muy distintos a los que se establezcan en la ampliación de frontera energética. (Osinerming, Qué es el FISE, 2017)

2.2.11. Sistema de Seguridad Energética (SISE)

Es un sistema que permitirá dotar de infraestructura requerida para brindar seguridad al sistema energético.

El Sistema de Seguridad Energética en Hidrocarburos estará constituido por redes de ductos e instalaciones de almacenamiento consideradas estratégicas por el Estado para asegurar el abastecimiento de combustibles al país.

El Sistema de Seguridad Energética en Hidrocarburos será reglamentado mediante decreto supremo refrendado por el Ministro de Energía y Minas y será remunerado

mediante un cargo al transporte por ductos de los productos líquidos derivados de los hidrocarburos y líquidos del gas natural. (Osinerming, 2012)

2.2.11.1. Cargo y destino del SISE

El SISE será remunerado mediante un cargo tarifario a la infraestructura de la red nacional de ductos de transporte de productos líquidos derivados de los hidrocarburos y líquidos de gas natural, según el plan aprobado por el Ministerio de Energía y Minas y que entregará en concesión Proinversión.

El cargo a que se refiere el párrafo anterior, servirá para cubrir los costos de inversión y de explotación de las redes de ductos a desarrollar y de las instalaciones para el almacenamiento definidas por el Ministerio de Energía y Minas, según los parámetros establecidos por Proinversión. (Osinerming, 2012).

2.2.12. Impuesto al Rodaje

Es el impuesto a los vehículos que utilizan gasolina. Dicho impuesto es cobrado en la misma forma y oportunidad que el impuesto fiscal que afecte a las gasolineras. Se aplica la tasa del 8% sobre el valor de la venta de la gasolina que abonará PETROPERU al Banco de la Nación destinado al Fondo de Compensación Municipal, para luego distribuirse entre todos los Consejos de la República. (Tributaria, 2017).

Capítulo 3: Diagnostico Situacional



3.1. Descripción de Entidades

3.1.1. Usuario: Petróleos del Perú PETROPERU S.A.

3.1.1.1. Descripción

Petroperú es una empresa de propiedad del Estado y de derecho privado dedicada al transporte, refinación, distribución y comercialización de combustibles y otros productos derivados del petróleo.

3.1.1.2. Misión

Proveer hidrocarburos de calidad a los mercados nacional e internacional, administrando eficientemente sus recursos, realizando sus actividades con los mayores niveles de eficiencia, confiabilidad y sostenibilidad, desarrollando innovación y responsabilidad socio-ambiental.

3.1.1.3. Visión

Ser una empresa líder de la industria peruana de hidrocarburos, autónoma e integrada, enfocada en la creación de valor con eficiencia; gestionando los negocios de forma ética y sostenible con productos de calidad internacional y desarrollando relaciones responsables efectivas con los grupos de interés.

3.1.1.4. Giro de Negocio

a) Exploración y Explotación Transporte de petróleo

- Oleoducto Norperuano
- Oleoducto Ramal Norte
- Flota marítima y fluvial contratada

b) Refinación de petróleo

- Refinería Talara
- Refinería Conchán
- Refinería Iquitos

- Refinería El Milagro
- Refinería Pucallpa (en alquiler)

c) Distribución

- Flota marítima y fluvial contratada
- Flota de camiones tanque y tren contratada

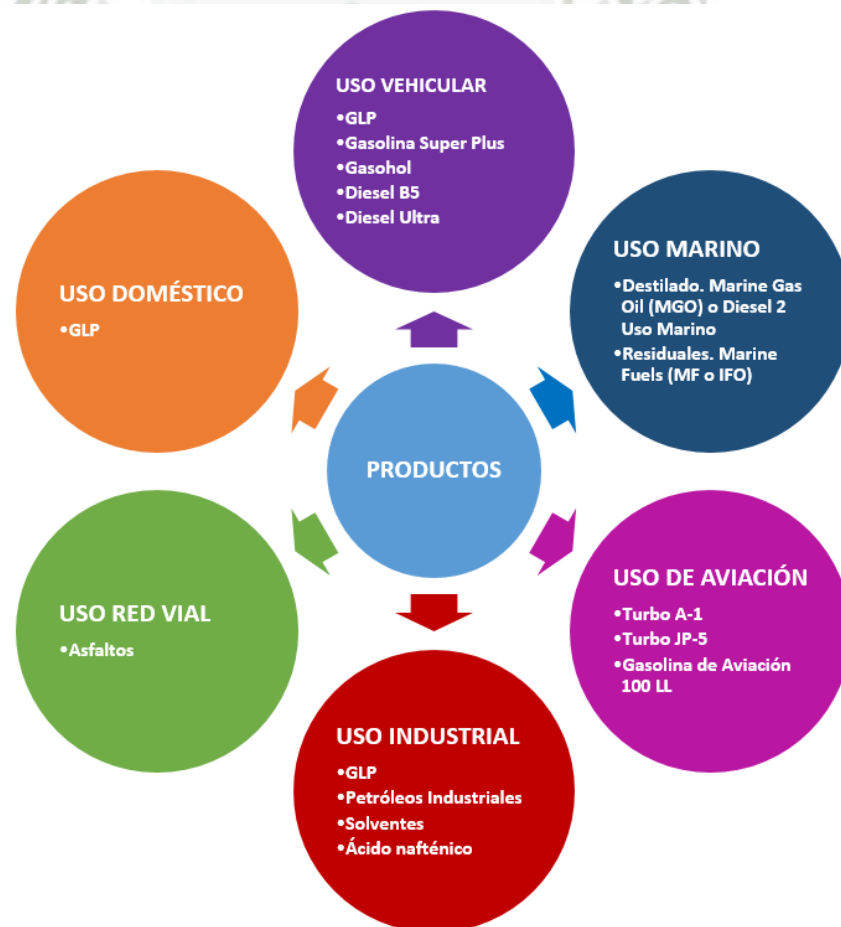
d) Comercialización

- Plantas de venta propias en la costa y selva
- Plantas de venta contratadas en la costa y sierra
- Red de estaciones de servicio afiliadas. (PETROPERÚ no es propietaria de ninguna estación de servicio o grifo).

3.1.1.5. Productos comercializados

En Petroperú S.A. se comercializa los siguientes productos de acuerdo al tipo de uso y son:

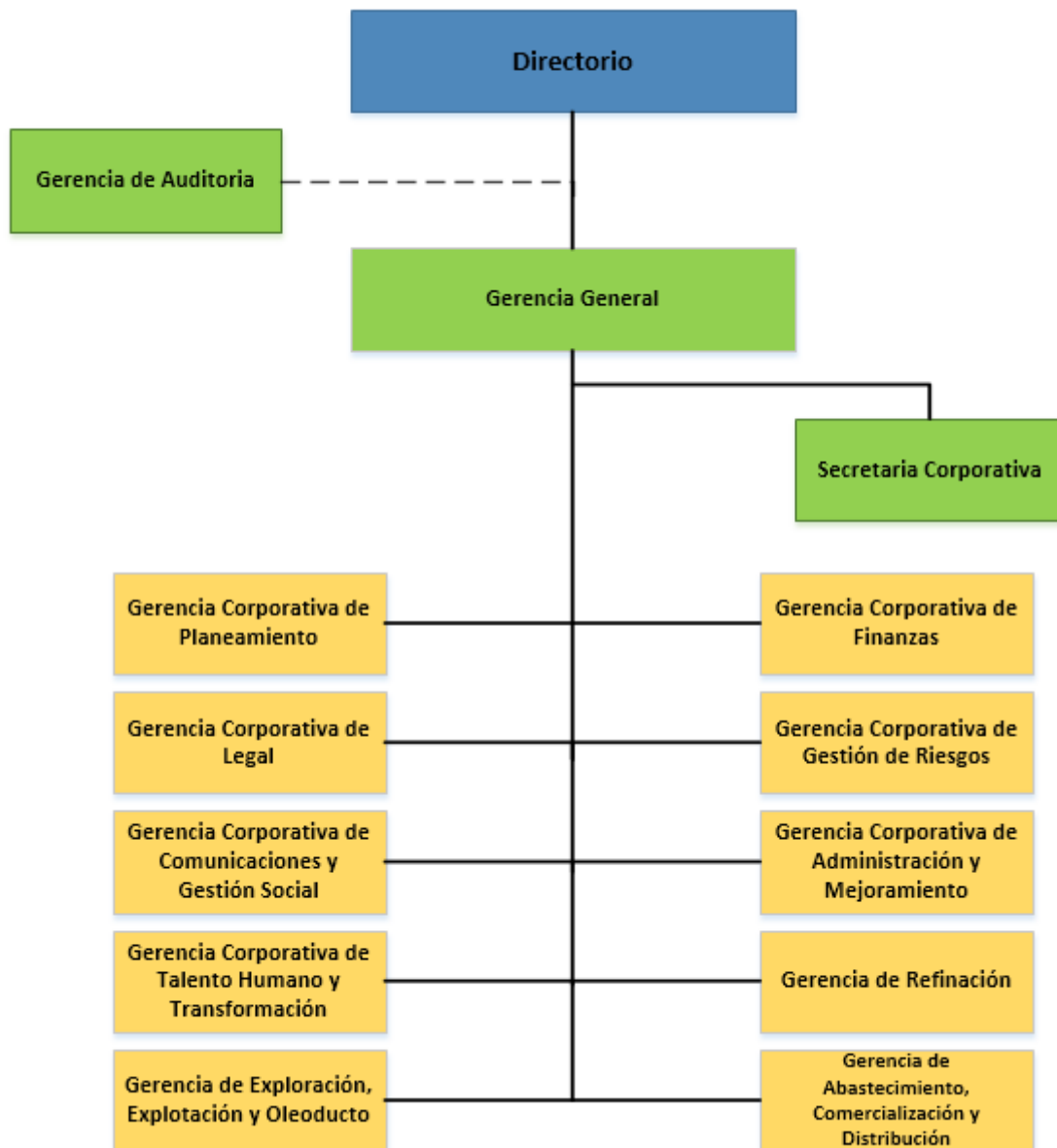
Gráfico N° 1: Productos Comercializados por Uso



Elaboración: Propia
Fuente: Petroperú

3.1.1.6. Organigrama Básico

Gráfico N° 2: Organigrama Básico de Petroperú S.A.



Elaboración: Propia
Fuente: Petroperú

3.1.1.7. Descripción de la Gerencia Investigada

La presente investigación relacionada con el cálculo de % de mermas en los Terminales de Hidrocarburos del Perú, involucra directamente a la Sub Gerencia Distribución la cual pertenece a la Gerencia Abastecimiento, Comercialización y

Distribución. Es por ello que en este punto se describirá la estructura de dicha Sub Gerencia.

3.1.1.7.1. Sub Gerencia Distribución

La Sub Gerencia de Distribución pertenece a la Gerencia Abastecimiento, Comercialización y Distribución la cual está conformada por: La Sub Gerencia de Suministros y Ventas Internacionales, Sub Gerencia Comercial y la Sub Gerencia de Distribución.

Esta Sub Gerencia tiene como objetivo planificar y gestionar el proceso de transporte, recepción, almacenamiento y despacho de combustible, desde las Refinerías hasta los Terminales y Plantas, bajo el marco de las políticas establecidas, con el fin de garantizar el aprovisionamiento del combustible para la satisfacción del cliente final.

a) Funciones de la Sub Gerencia Distribución:

- Validar y dirigir la correcta ejecución de los planes, metas y objetivos trazados para la sub gerencia Distribución, cumpliendo las políticas, estrategias, normas, lineamientos y procedimientos establecidos.
- Dirigir los procesos de transporte terrestre, marítimo y fluvial de crudo, insumos y derivados de petróleo, para el suministro a nivel nacional en Refinerías, Terminales y Plantas, según corresponda. Evaluar y gestionar las necesidades operativas de maquinaria y equipos, contratación o aumento de facilidades existentes en los Terminales y Plantas, así como coordinar la elaboración y/o renovación de los

contratos con las empresas prestadoras de los diversos servicios y equipos, según las condiciones establecidas.

- Controlar la estimación de los costos de transporte por barril, recepción, almacenamiento y despacho, y otros costos relacionados al transporte que le sean asignados a la sub gerencia Distribución.
- Administrar el inventario de combustibles de los Terminales y Plantas de Ventas, a fin de atender la demanda de los clientes de PETROPERÚ en forma oportuna, eficiente y competitiva.
- Administrar los Contratos de operación de terminales, así como de transporte, seguridad, mantenimiento y otros servicios relacionados a la distribución de crudo y derivados hasta los Terminales o Plantas, cumpliendo con la normativa y política vigente.
- Gestionar la sub gerencia Distribución a través de las áreas bajo su cargo.
- Otras funciones que le asigne la gerencia Abastecimientos, Comercialización y Distribución.

b) Estructura Interna de la Sub Gerencia Distribución

La Sub Gerencia de Distribución está integrada por las siguientes áreas:

- **Jefatura de Flota:** Tiene como función planificar y conducir la logística de suministros a Terminales, Plantas y Refinerías, de petróleo crudo, productos intermedios y terminados a través de toda la cadena

de valor de los productos, utilizando transporte marítimo, terrestre y fluvial.

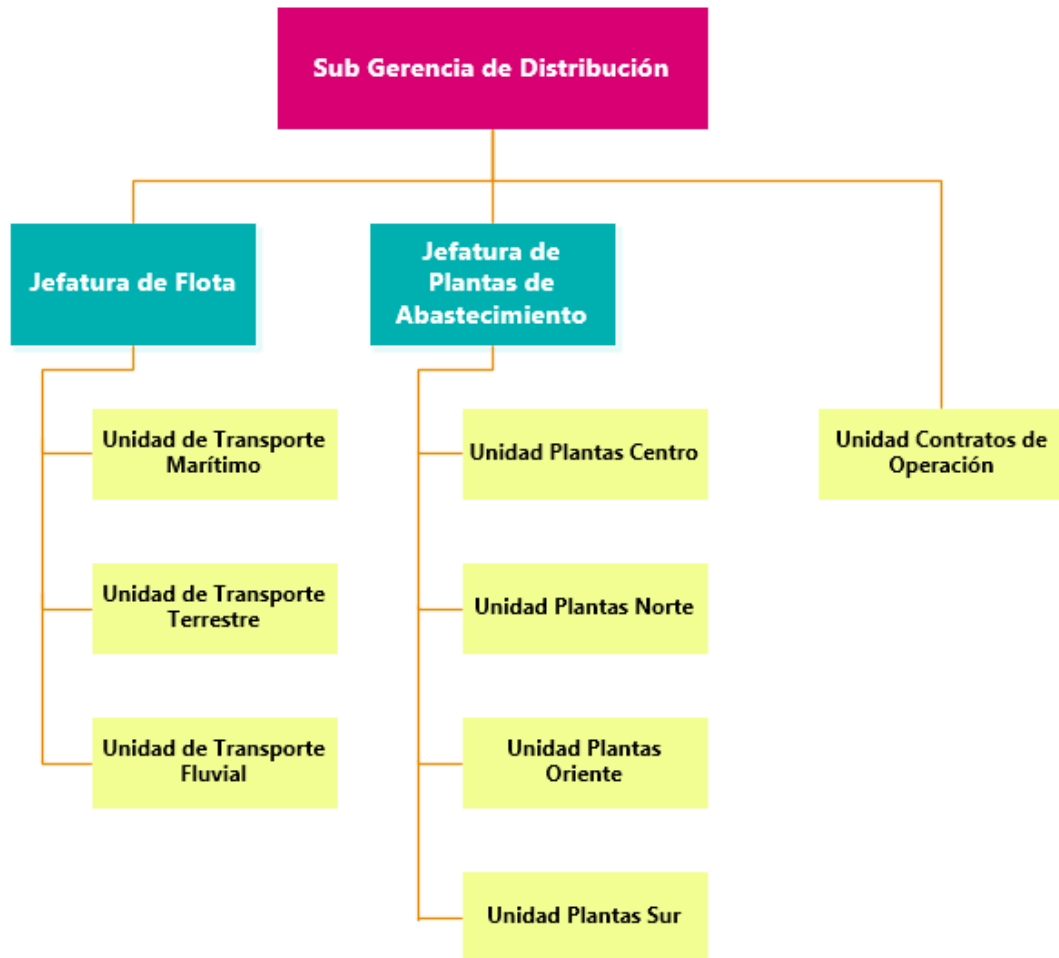
Dentro de esta Jefatura se encuentra la unidad de Transporte Marítimo la cual tiene como función principal planear y ejecutar la logística de suministro a Terminales y Refinerías mediante el transporte marítimo en cabotaje, de productos terminados, intermedios, insumos y petróleo crudo.

- **Jefatura Plantas de Abastecimiento:** Tiene como función dirigir las operaciones relacionadas a la recepción de combustible, almacenamiento, despacho y facturación de los productos comercializados por la Empresa.

Dentro de esta Jefatura se encuentra la **unidad Plantas Norte y Centro**, la cual tiene como función principal gestionar las actividades operativas y administrativas en las Plantas de Abastecimiento bajo su cargo. Plantas operadas por Petroperú, Plantas Aeropuerto y Plantas operadas por Terceros.

- **Unidad Contratos de Operación:** Tiene como función principal gestionar los contratos de las Plantas y Terminales cedidos en operación, verificando el cumplimiento de las prestaciones y obligaciones de las Operaciones.

Gráfico N° 3: Estructura de la Sub Gerencia de Distribución



Fuente: Petroperú

3.1.1.8. Estado de Situación financiera o Balance General (2014-2015)

Cuadro N° 4: Estado de Situación financiera al 31 de Diciembre del 2015 y 31 Diciembre 2014(Expresado en miles de soles)

Activo	2015	2014
Activo corriente		
Efectivo y equivalentes al efectivo	64,971	617,936
Cuentas por cobrar comerciales, neto	798,529	714,796
Otras cuentas por cobrar	192,713	289,689
Inventarios	1,707,722	1,749,544
Gastos contratados por anticipado	18,142	2,348
Total activo corriente	2,782,077	3,374,313
Activo no corriente		
Otras cuentas por cobrar	721,978	653,859
Inversiones en asociadas	7,213	7,213
Propiedad, planta y equipo	5,825,724	4,020,029
Otros activos no financieros	59,339	67,235
Total activo no corriente	6,614,254	4,748,336
Total activo	9,396,331	8,122,649
Pasivo	2015	2014
Pasivo corriente		
Otros pasivos financieros	2,498,485	3,485,367
Cuentas por pagar comerciales	1,083,636	929,242
Otras cuentas por pagar	304,731	265,690
Provisiones	135,361	146,933
Total pasivo corriente	4,022,213	4,827,232
Pasivo no corriente		
Otros pasivos financieros	1,422,083	
Provisiones	569,119	536,263
Pasivo por impuesto a las ganancias	180,060	121,644
Total pasivo no corriente	2,171,262	657,907
Total pasivo	6,193,475	5,485,139
Patrimonio	2,015	2,014
Capital emitido	1,949,969	1,945,853
Capital adicional	62,679	4,116
Otras reservas de capital	4,128	99,033
Ganancias acumuladas	1,186,080	588,508
Total patrimonio	3,202,856	2,637,510
Total pasivo y patrimonio	9,396,331	8,122,649

Elaboración: Propia

Fuente: Petroperú

3.1.2. Operador: Terminales del Perú

3.1.2.1. Descripción de Terminales del Perú

Terminales del Perú (TP) se crea con la participación de Graña y Montero Petrolera en asociación con Oiltanking Perú SAC, empresa alemana que forma parte del Grupo Marquard & Bahls.

Terminales del Perú brinda los servicios de recepción, almacenamiento, despacho y transporte para una amplia gama de hidrocarburos líquidos, tales como gasolina, combustible aéreo, diésel y residuales entre otros.

Las facilidades logísticas que posee TP incluyen instalaciones de carga y descarga de buques-tanque, vagones ferroviarios y camiones cisterna. Asimismo TP está planificando instalaciones de almacenamiento para nuevos productos y servicios en futuras expansiones.

Gráfico N° 4: Logotipo Terminales del Perú



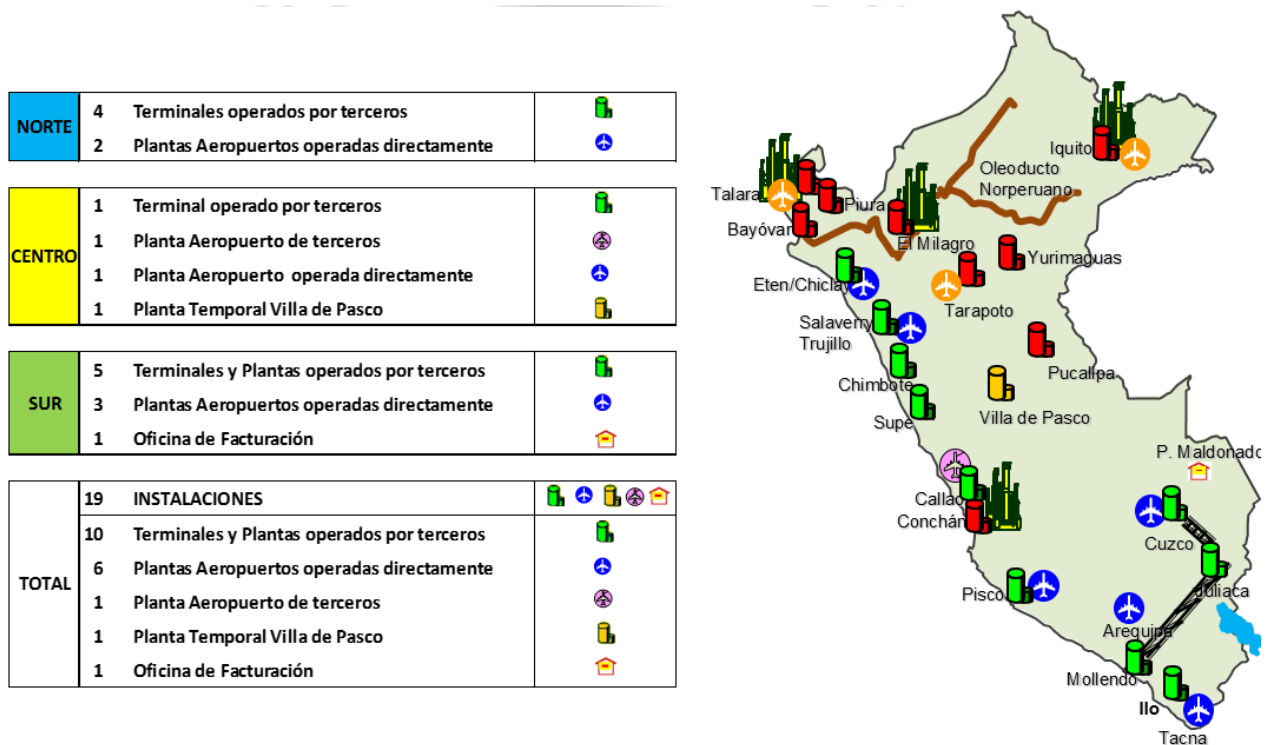
Fuente: Terminales del Perú

3.2. Descripción geográfica de la investigación

3.2.1. Ubicación Geográfica de Terminales y Plantas

En la presente imagen se observa en qué lugar del país se encuentran ubicados los terminales y plantas en el Perú. Son 10 terminales operados por terceros, 6 Plantas Aeropuerto operadas Directamente, 01 planta Aeropuerto de terceros y 01 Planta Temporal Villa de Pasco.

Gráfico N° 5: Ubicación Geográfica de los Terminales y Plantas



Fuente: Petroperú

El alcance de la investigación incluye los terminales del norte y centro del Perú. En el Cuadro N°6 se muestra las ubicaciones exactas de cada terminal:

Cuadro N° 5: Ubicación de los Terminales

Ubicación	Terminal	Dirección	Provincia
CENTRO	Callao	Av. Nestor Gambetta 1265 - Callao - Callao - Callao	Callao
NORTE	Eten	Carretera Playa Lobos Km. 5, s/n Puerto Eten - Chiclayo - Lambayeque	Chiclayo – Lambayeque
	Salaverry	Calle Felipe Santiago Salaverry 100 y 102, Puerto Salaverry	Trujillo, La Libertad.
	Chimbote	Av. Brea y Pariñas 110 Urb. Zona Industrial El Trapecio	Gran Trapecio, Chimbote
	Supe	Jirón Callao n.º 445, Puerto de Supe.	Barranca, Lima

Elaboración: Propia
Fuente: Petroperú

3.3. Productos Comercializados y Almacenados

Terminales del Perú (TP) bajo el Contrato RAD del Norte y Centro del Perú tiene a cargo 05 terminales para realizar el servicio de recepción, almacenamiento y despacho de productos derivados de hidrocarburos. En el cuadro N°7 se listarán los productos comercializados y almacenados en Cada Terminal.

Cuadro N° 6: Productos almacenados en cada Terminal

TERMINAL	PRODUCTOS ALMACENADOS
Terminal Etén	<ul style="list-style-type: none"> ○ Gasohol 90 ○ Gasohol 84 ○ Turbo A1 ○ Diésel B5 ○ Petróleo Industrial 6 ○ Alcohol Carburante
Terminal Salaverry	<ul style="list-style-type: none"> ○ Gasohol 95 ○ Gasohol 90 ○ Gasohol 84 ○ Diésel B5 ○ Petróleo Industrial 6
Terminal Supe	<ul style="list-style-type: none"> ○ Gasohol 90 ○ Gasohol 84 ○ Diésel B5 ○ Petróleo Industrial 500 ○ Alcohol Carburante
Terminal Chimbote	<ul style="list-style-type: none"> ○ Gasolina 84 ○ Diésel B5 ○ Petróleo Industrial 500 ○ Petróleo Industrial 6 ○ Alcohol Carburante
Terminal Callao	<ul style="list-style-type: none"> ○ Gasolina 97 ○ Gasolina 95 ○ Gasolina 90 ○ Gasolina 84 ○ ULSD ○ Turbo A1 ○ IFO-380 ○ GLP ○ Gasolina 100LL ○ MGO ○ Biodiesel B100 ○ Alcohol Carburante

Elaboración: Propia

Fuente: Terminales del Perú

3.4. Descripción del proceso RAD (Recepción, Almacenamiento y Despacho)

El Contrato RAD que involucra el servicio de Recepción, Abastecimiento y Despacho de productos derivados de hidrocarburos presenta un proceso amplio y complejo.

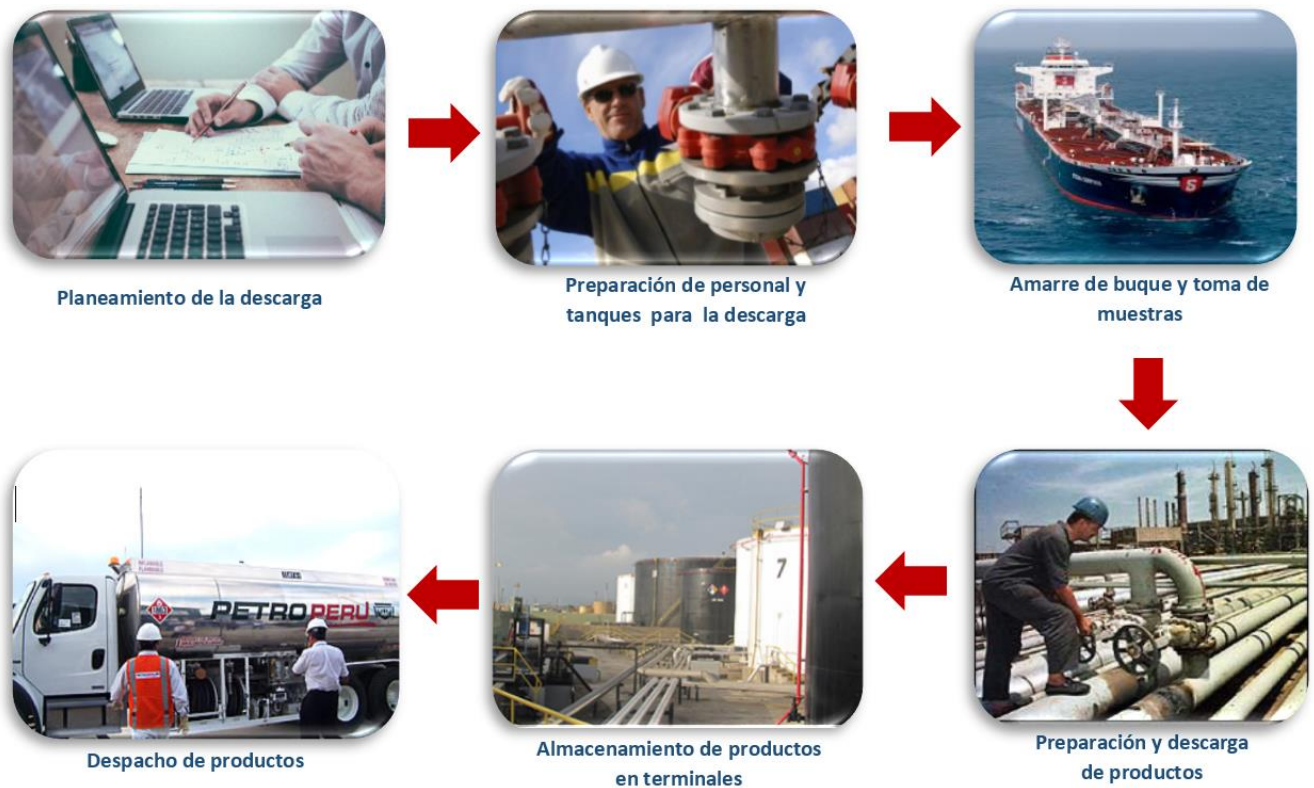
Es por ello que se desarrolló un cuadro y un flow sheet que contiene la subclasificación de los procesos con el fin de que se pueda tener una visión más detallada y comprensible del proceso RAD.

Gráfico N° 6: Subclasificación del proceso RAD



Elaboración: Propia
Fuente: Terminales del Perú

Gráfico N° 7: Flow Sheet del Proceso RAD



3.4.1. Proceso de Recepción

Los subprocesos mencionados en el cuadro y el flow sheet anterior serán descritos de manera detallada y sencilla. Así como también serán plasmados en diagramas de flujo.

3.4.1.1. Planeamiento de la descarga de productos por vía marítima

El usuario mediante carta y/o correo electrónico envía al Jefe de Terminal la solicitud a firme con el programa estimado de descarga; esta puede ser semanal, quincenal, o mensual.

Las comunicaciones deben incluir:

- Nombre del buque Tanque
- Productos a descargar
- Volúmenes de los productos a descargar
- ETA aproximado del arribo del buque tanque

A la vez la Autoridad Portuaria recibe el programa estimado de descarga y evalúa si las condiciones del mar y del viento son adecuadas y comunica el resultado al Jefe de Terminal. De ser favorable, el Jefe terminal autoriza que se realice la Inspección Subacuática de los elementos del amarradero. En el caso el resultado sea desfavorable se cierra el terminal por tiempo prudente.

Después el Supervisor de terminal elabora el planeamiento de Descarga teniendo en cuenta: i) Los productos y volúmenes consignados para ser descargados en el Terminal, ii) Carta confirmatoria de disponibilidad del Amarradero y de los volúmenes a descargar, iii) Reporte de tanques: Donde se encuentran las medidas de tanques del día anterior, proporciona las existencias en tanques y iv) Control de stocks por mayorista.

Además el planeamiento de la descarga debe contener:

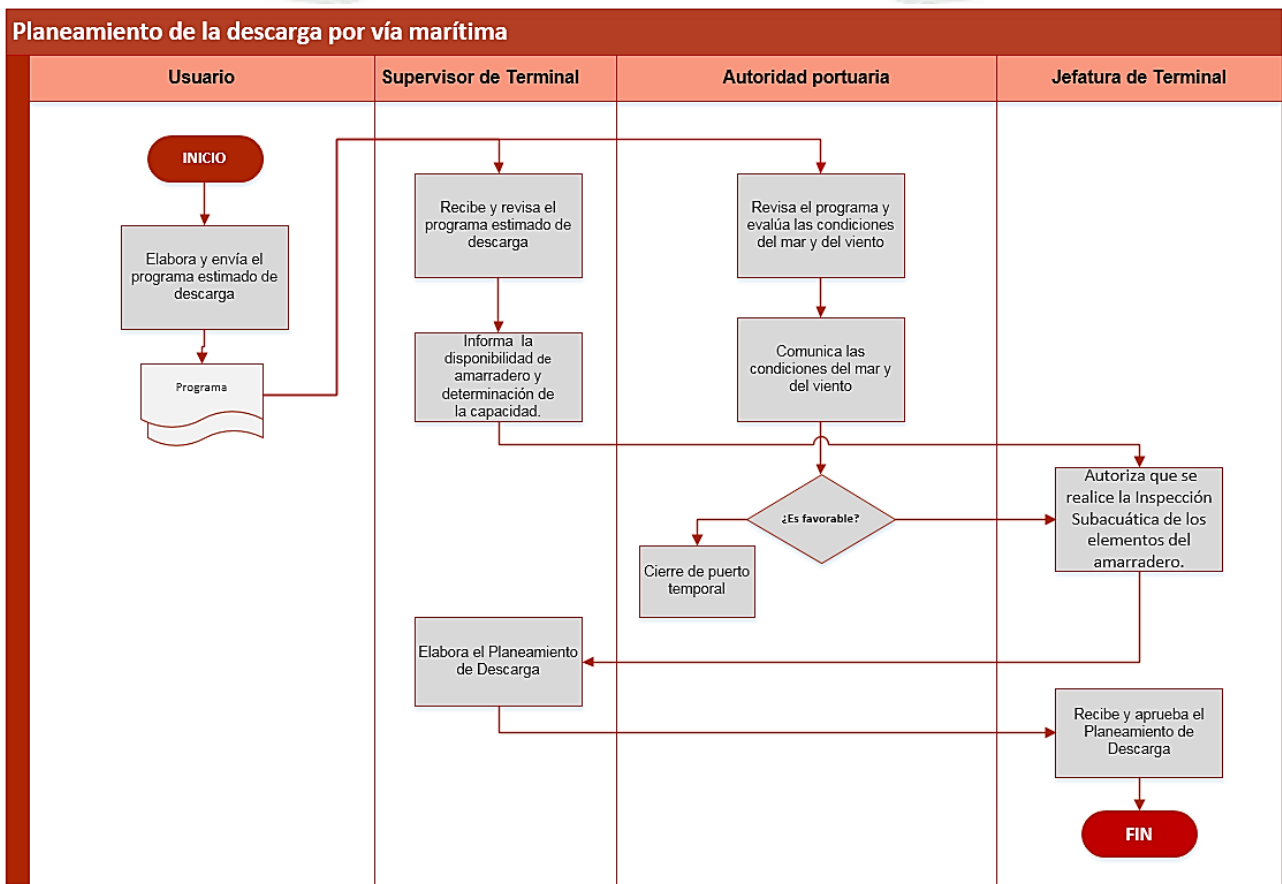
- Criterios para definir la secuencia de la descarga: La secuencia de la descarga permite proteger la calidad del producto más delicado, la siguiente escala indica la prioridad del producto a proteger:
- Determinación de dejar producto o agua en la tubería submarina.
- Presión de descarga: La presión máxima de descarga que debe desarrollar la bomba del Buque tanque es 100 PSI, de acuerdo Contrato RAD y de acuerdo a Solicitud realizada por el Jefe de Terminal y aceptada por el Capitán del buque tanque.

- Temperatura de Descarga: la temperatura requerida para desplazar los productos negros es 135°F máxima y mínima 120°F; de acuerdo a Solicitud realizada por el Jefe de Terminal y aceptada por el Capitán del Buque Tanque.

Finalmente el Jefe de Terminal revisa y aprueba el “Planeamiento de la descarga”.

El proceso descrito anteriormente se plasma en el siguiente diagrama de flujo:

Gráfico N° 8: Planeamiento de la descarga de productos por vía marítima



Elaboración: Propia

3.4.1.2. Preparación de personal y tanques para la descarga

El supervisor del terminal realiza la última revisión de Planeamiento de la descarga.

En caso sea necesario modificar se debe considerar los nuevos criterios a realiza.

En el caso no haya modificaciones el Jefe de terminal autoriza que se realicen las actividades de preparación. Las actividades de preparación son:

1. Se comienza con revisión de los EPP con certificación:
 - Ropa de algodón que cubra brazos y piernas
 - Botas de seguridad con punta de acero
 - Casco normalizado
 - Guantes de cuero, media caña reforzados
 - Arnés de seguridad tipo paracaidista y línea de vida, para el maniobrista que trabaja fuera de la baranda del buque tanque durante la maniobras de izado de manguera
 - chaleco salvavidas equipada con cinta reflectiva, silbato
2. Seguidamente se evalúa al personal: El personal no debe haber ingerido bebidas alcohólicas; no estar bajo los efectos de medicación o drogas que afecte su estado de alerta mental seis horas antes del arribo del buque tanque.
3. Luego se verifica el Control de embarcaciones el cual incluye:
 - Check list de seguridad de las embarcaciones
 - Material de contingencia, materiales
 - Material auxiliar de contingencia de derrames
 - Materiales y equipos para maniobra de izaje y conexión de mangueras del Buque Tanque.

4. Revisión de los Equipos y materiales:

- Tablas de conversión de volúmenes
- Registro y formatos para la descarga
- Normas NTP; API, y ASTM aplicables
- Procedimientos de la Descarga e instructivos correspondientes
- Plan de Contingencia correspondiente.

5. El supervisor Solicita al jefe de terminal, autorización para iniciar la preparación de tanques de acuerdo a Planeamiento de descarga. Esta preparación es el conjunto de actividades que se realizan antes de iniciar la descarga de combustibles de acuerdo a Normas e instrucciones internacionales. Las actividades son

a) **Drenaje de Agua:** Se drena el agua de los tanques para determinar exactitud de los volúmenes de la descarga. Seguidamente se cierran y sellan las válvulas de recepción de los tanques del mismo producto programado, durante la descarga de producto solo se abre la válvula de recepción del tanque programado para evitar que haya pase de producto de tanque a tanque. Las válvulas de drenaje y de despacho se mantienen cerradas para prevenir derrame de productos.

b) **Medición de altura de tanques:** Se realiza según Norma API

c) **Toma temperatura de producto:** Se realiza según normas API

d) **Muestreo de productos** Se analiza las muestras de producto de los tanques de tierra los cuales incluye la medición de: Apariencia del producto,

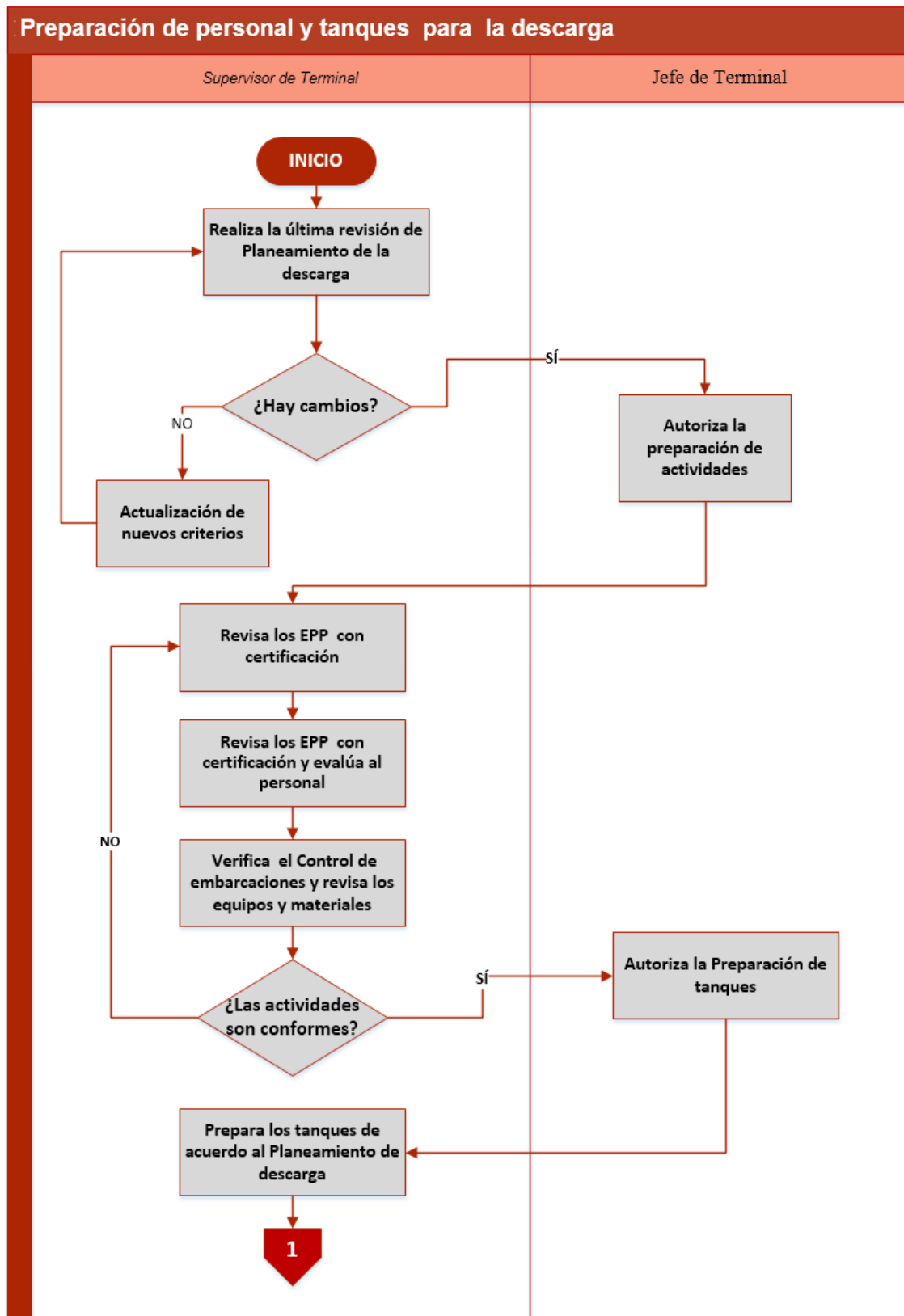
Color comercial del producto, Gravedad Api, Punto inflamación en copa cerrada, Viscosidad, etc. Las muestras son enviadas al laboratorio para el análisis.

6. Conversión de medidas a volúmenes Se convierte volúmenes observados a volúmenes normalizados a 60°F, para lo cual se utiliza las tablas de conversión de volúmenes de acuerdo a la norma ASTM -1250 Tabla de conversión de volúmenes de combustibles a observada a volúmenes normalizados. Se determina volumen de agua drenada. Para determinar si afecta los a Volúmenes existentes en el tanque de almacenamiento.

7. Análisis de resultados de laboratorio no conformes: si el resultado es correcto se prosigue con las operaciones en el Buque Tanque. En el caso, el análisis arrojará una especificación no conforme, se solicita al Supervisor del Terminal obtener nuevas muestras.

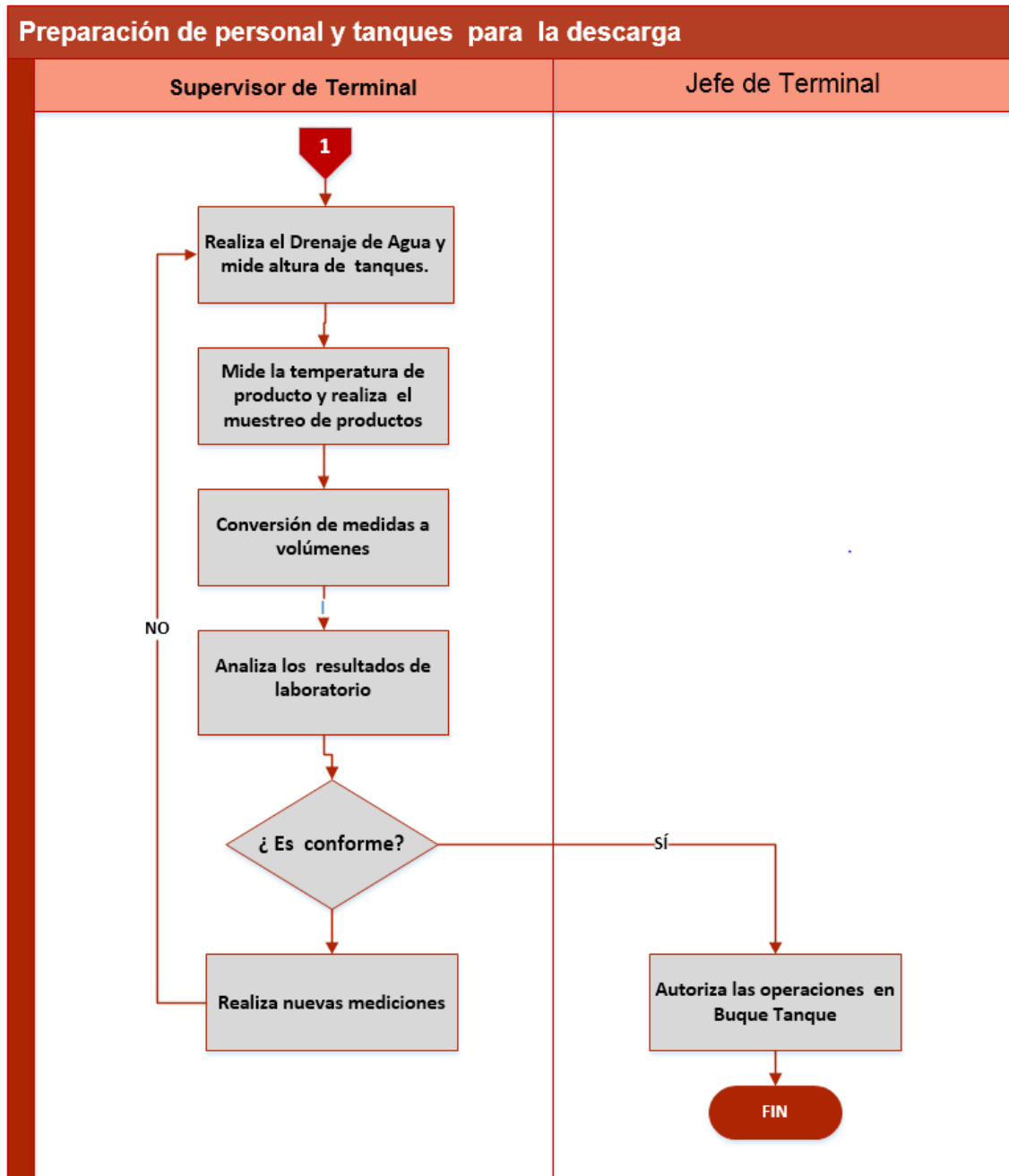
El diagrama de flujo del sub proceso descrito anteriormente se encuentra en el Gráfico N° 9 y el Gráfico N°10.

Gráfico N° 9: Preparación de personal y tanques para la descarga (Parte I)



Elaboración: Propia

Gráfico N° 10: Preparación de personal y tanques para la descarga (Parte II)



Elaboración: Propia

3.4.1.3. Proceso de amarre de buque y toma de muestras

1. El supervisor de terminal solicita autorización al primer oficial del buque tanque para abordar al buque tanque en Bahía y pueda tener las facilidades para verificar las condiciones del B/T antes del ingreso al amarradero.

2. El supervisor de terminal revisa las condiciones de seguridad establecidas en las Declaraciones de Pre-arribo. Entre esas condiciones se encuentran la revisión de: Certificado Internacional de Prevención a la Contaminación, Certificado Internacional sobre responsabilidad civil por contaminación por Hidrocarburos, las líneas de amarre adecuadas para las condiciones del terminal (tipo y cantidad), las válvulas de descarga son adecuadas, estado del buque, etc. Si el buque tanque no cumple las condiciones establecidas en la declaración de Pre-arribo; no se permite el ingreso al amarradero y se comunica a Jefe de Terminal, quien hará las consultas con el cliente y con la Gerencia de Operaciones.

3. El supervisor de terminal solicita autorización a Jefe de Terminal para ingreso de buque a Amarradero. El ingreso del buque tanque es realizado por un Practico y un remolcador; el amarre se realiza mediante una cuadrilla de gavieros los que son contratados por el Usuario, durante las Operaciones de amarre/desamarre de buque tanque

Seguidamente el supervisor de terminal vigila las operaciones de amarre/desamarre en salvaguarda de las instalaciones del amarradero y para dar su conformidad respecto a la orientación y distancia de los boyarines de referencia de las líneas submarinas de acuerdo a las siguientes verificaciones:

- Rumbo: Proa final de la nave, información proporcionada por el Capitán del Buque tanque.
- Posicionamiento de boyas según Instrucción de posicionamiento de boyas utilizando el GPS, los buzos proceden a tomar el posicionamiento.

- Distancia: Distancia de la banda del buque tanque a la ubicación de las mangueras de descarga.

Si el amarre no es conforme se verifica elementos dañados, en caso de tenerlos se emite inmediatamente carta de protesta al buque tanque (referenciar proceso de mantenimiento); en caso de no contar con elementos dañados seguir etapas siguientes.

4. El supervisor de terminal presenta al oficial del buque los documentos resultantes del plan de descarga y el oficial llena el formato check list de seguridad buque/tierra.
5. Se realiza la Conferencia Pre-transferencia en mar por los encargados del buque, donde se coordina: la Secuencia de la descarga, Plan de estiba del buque, Presión de descarga requerida, Régimen de descarga horaria. Los acuerdos de la conferencia Pre-transferencia son comunicados inmediatamente al Supervisor del Terminal.
6. El Supervisor del Terminal registra todos los eventos de mar ocurridos durante el proceso
7. El supervisor de terminal recepciona la documentación del buque tanque, y revisa que la información de los documentos coincida con los eventos ocurridos. Estos documentos son: Aviso de Alistamiento, Conferencia Pre-Transferencia, Plan de distribución de la carga del B/T, Plan de descarga del Buque, Conocimiento de Embarque, Control de presión y Certificados de calidad de los productos.

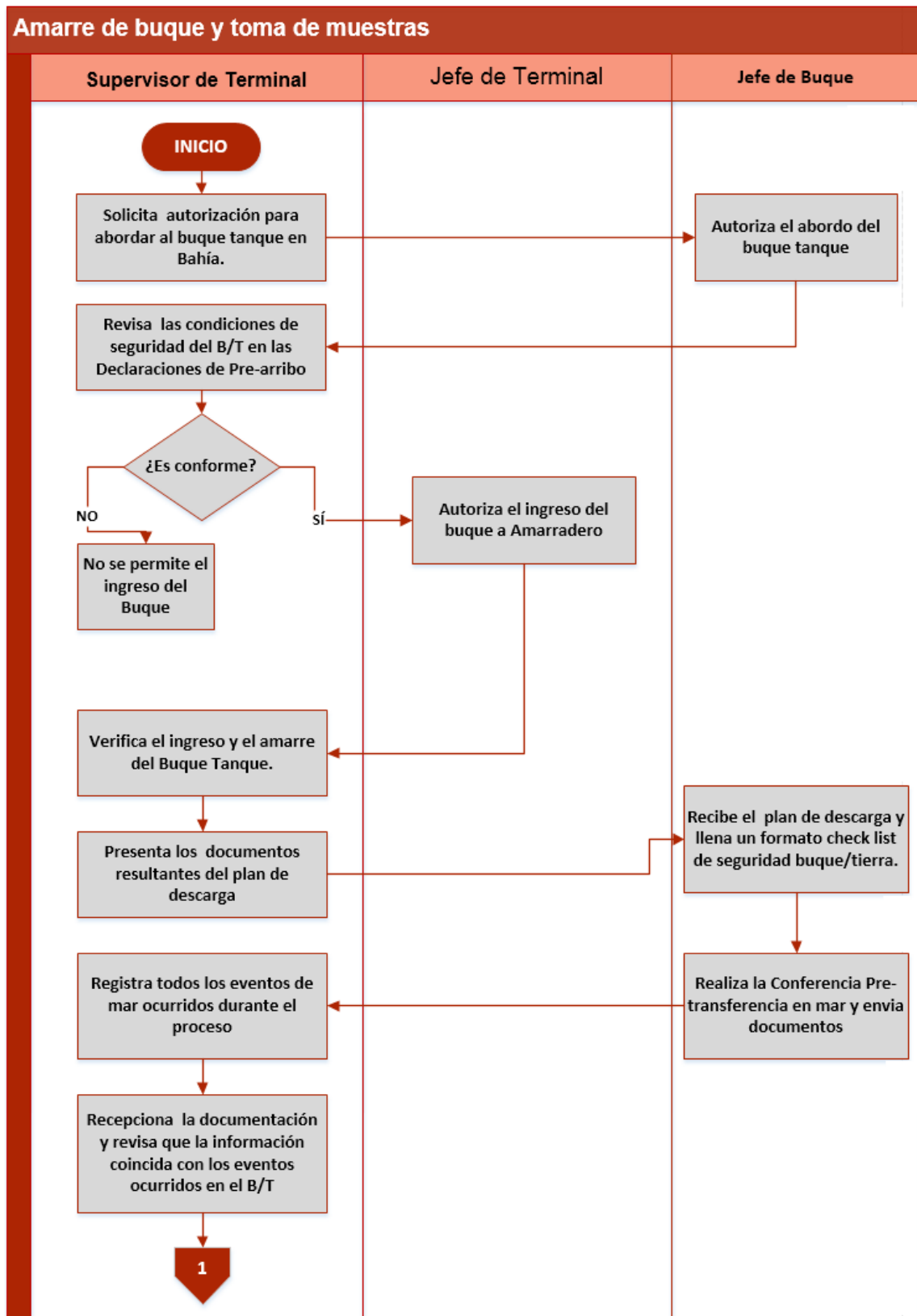
8. Si la documentación no es conforme el emite carta protesta al buque tanque (B/T). En caso de documentación conforme el supervisor de terminal solicita a maniobristas-manguereros realizar la maniobra de izado y conexión de las mangueras.

La conexión de Mangueras es realizada por los maniobristas de acuerdo al esquema proporcionado por los buzos, para evitar que se enreden o dañen. Primero las mangueras son acercadas a la banda del buque tanque, luego el buque tanque debe facilitar el winche y/o grúa para izarlas y finalmente Las mangueras son conectadas al manifold del buque tanque, conforme al Plan de descarga previamente coordinado.

9. Se prosigue a la medición de temperatura de productos en las bodegas del buque y que estas se hagan de acuerdo a las Normas de Medición de tanques y toma de temperatura. El supervisor de terminal presencia la medida de volúmenes en tanques del buque que deben ser normalizados a 60° y toma nota de los volúmenes al arribo del buque tanque.
10. El supervisor prosigue a verificar la toma de muestras de producto, para ello se toman cuatro muestras de cada tanque del buque tanque a ser descargadas. Una muestra para efectuar los test de campo aplicable. , la segunda muestra queda en poder del buque tanque, la tercera muestra queda en poder del Terminal y la última muestra es para el usuario.
11. Recibe el resultado del análisis de muestras de buque. Si el resultado del análisis es conforme se prosigue con la descarga de productos. En caso el resultado no sea conforme se envía carta de protesta a buque tanque.

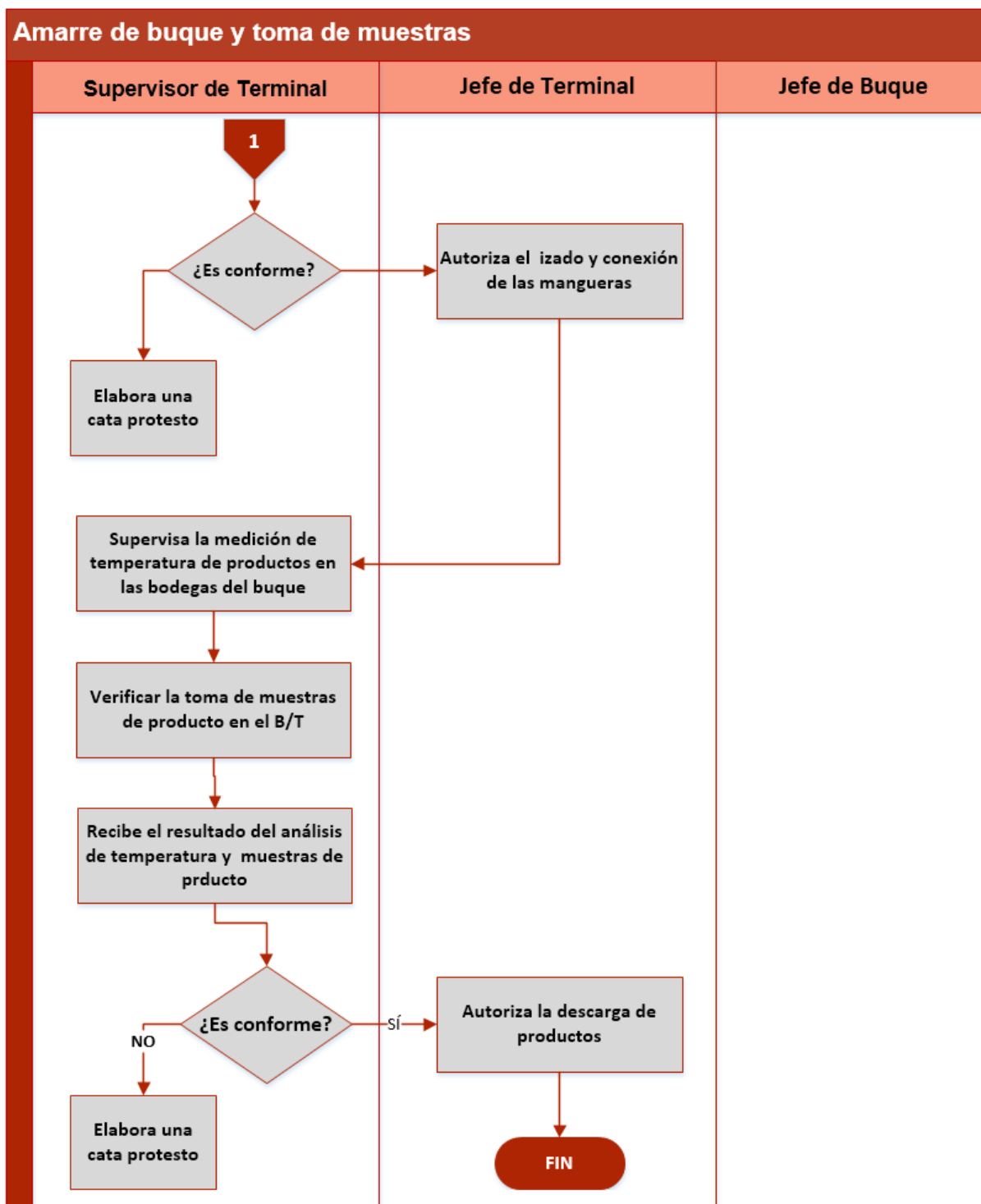
El diagrama de flujo del sub proceso descrito anteriormente es el siguiente:

Gráfico N° 11: Proceso de Amarre de buque y toma de muestras (Parte I)



Elaboración: Propia

Gráfico N° 12: Proceso de Amarre de buque y toma de muestras (Parte II)



Elaboración: Propia

3.4.1.4. Proceso de preparación y descarga de productos

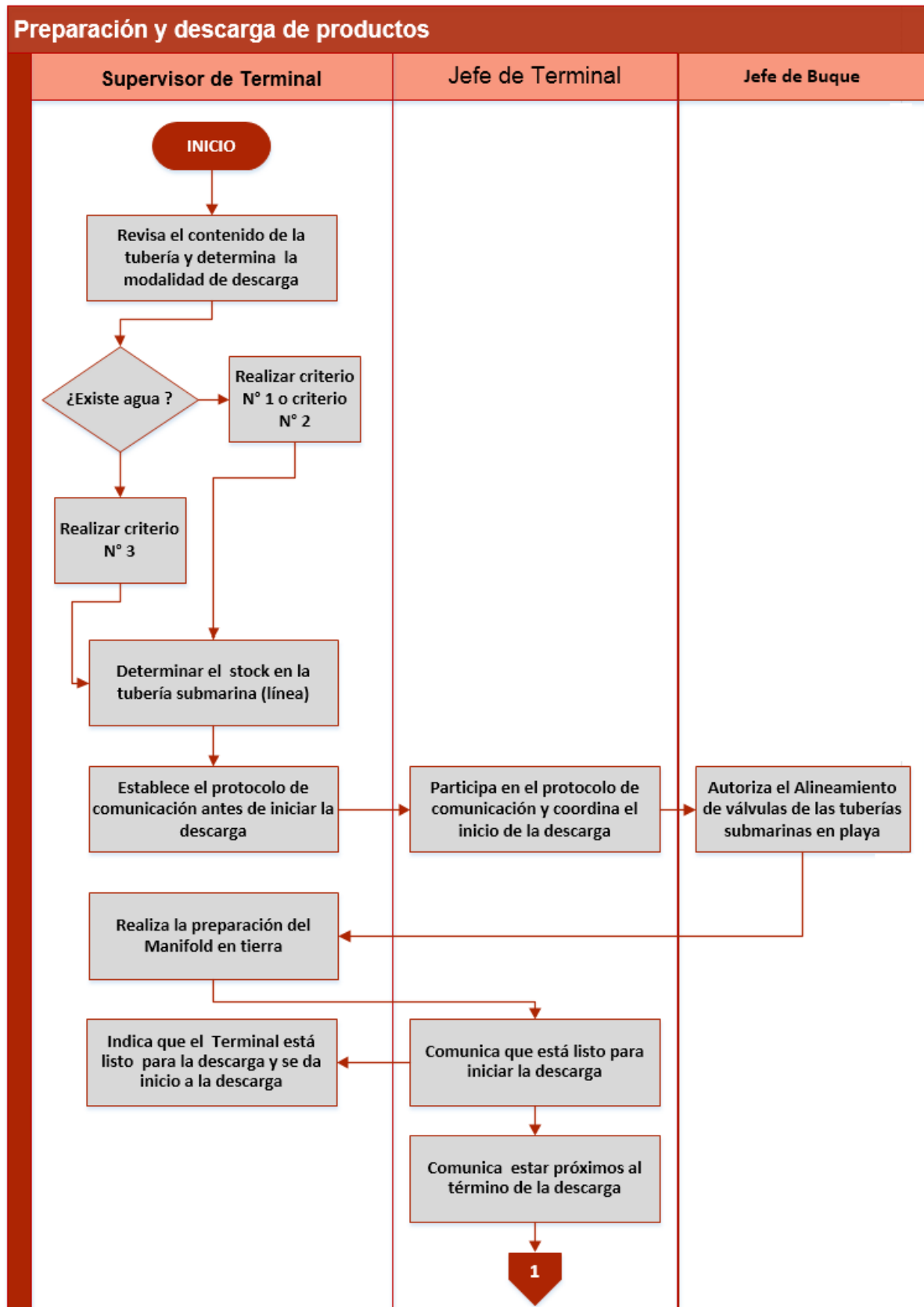
1. Primeramente el supervisor de terminal revisa el contenido de la tubería submarina para determinar modalidad de descarga .Si no hay agua en las tuberías submarinas y hay producto, se opta por las modalidades:
 - i. Modalidad (1): Si el producto que se encuentra en la tubería submarina es igual al producto del Planeamiento de la descarga:
Interface Producto/Producto= Producto del buque (cabeza)/Producto de la tubería(cola)
 - ii. Modalidad (2) Si en la tubería submarina se encuentra un producto diferente y se requiere una interface de agua para limpieza: Interface Agua/Producto = Agua desplazada por el buque (cabeza)/ producto de la tubería (cola)
2. Si hay agua en las tuberías submarinas, se opta por la Modalidad (3); Interface Producto/Agua, que se realiza al inicio.
3. Determinar el stock en la tubería submarina (línea).
4. Establece el protocolo de comunicación antes de iniciar una descarga entre el personal a bordo del buque y el personal encargado de la descarga en el buque tanque; la comunicación en tiempo real permite comparar y evaluar la operación de descarga en forma integral.
5. Se realiza la Coordinación para inicio de descarga de acuerdo al Plan de Descarga.

6. El supervisor de terminal se encarga de la preparación del Manifold en tierra, para ello debe realizar lo siguiente:
7. Retirar trabas de seguridad de válvulas del manifold programadas para la transferencia
8. Alinear manómetro de presión, abriendo válvula reguladora de presión
9. Comprobar que hidrómetros y probetas para test de campo estén ubicados en mesa de trabajo.
10. Inspeccionar visualmente tuberías de interconexión: que no presente goteras, fugas, o resuma producto, y/o se encuentre en mantenimiento.
11. Realizar una Inspección visual de seguridad de las áreas, comprueba que no se estén realizando trabajos, o la existencia de materiales que imposibiliten el accionar de los operadores durante la descarga.
12. El jefe de terminal Autoriza el Alineamiento de válvulas de las tuberías submarinas en playa. El conjunto de válvulas ubicadas en el sector playa, se abren al inicio de la descarga y se cierran al final de la misma de manera coordinada entre el personal del buque tanque y el Supervisor de la descarga en el terminal .En los cortes de interfaces durante la descarga estas válvulas son cerradas/abiertas para facilitar el cambio de válvulas en el buque tanque o cambio de toma. Las válvulas son protegidas con sus trabas, guardas de seguridad, cadenas y candados para evitar el manipuleo.
13. El encargado del Buque tanque comunica que está listo para iniciar la descarga

14. EL Supervisor del Terminal también indica que el Terminal está listo para inicio de la descarga y se da inicio de la descarga.
15. El encargado del Buque tanque avisa estar próximos a término de la descarga.
16. EL supervisor del Terminal comunica estar atentos para finalizar la descarga.
17. EL encargado del buque confirma que ya finalizó la descarga.
18. El Jefe de Terminal autoriza el cierre de válvulas en el Manifold y verifica que la presión en el manómetro del terminal sea cero.
19. El supervisor del Terminal registra toda la información de la modalidad de descarga en: Reporte de estadía, y en Control de presiones y Régimen a bordo. Al término de la descarga firman el registro El supervisor del Terminal, representante del Buque Tanque y el Supervisor representante del Usuario.
20. Al final de la descarga se prosigue a desplazar los productos blancos y productos negros que se quedaron en tubería con el bombeo de agua.
21. Se cuantifica el desplazamiento de agua en las mangueras en el caso no se haya dejado agua en las tuberías, entonces es necesario desplazar y cuantificar el volumen de producto de las mangueras con el bombeo de agua.
22. Finalizado el desplazamiento de agua se cierran: válvulas del buque tanque, válvulas en el Manifold y las válvulas del tanque receptor.
23. Finalmente el Supervisor de Terminal realiza la toma de inventarios (Liquidación) de los productos descargados.

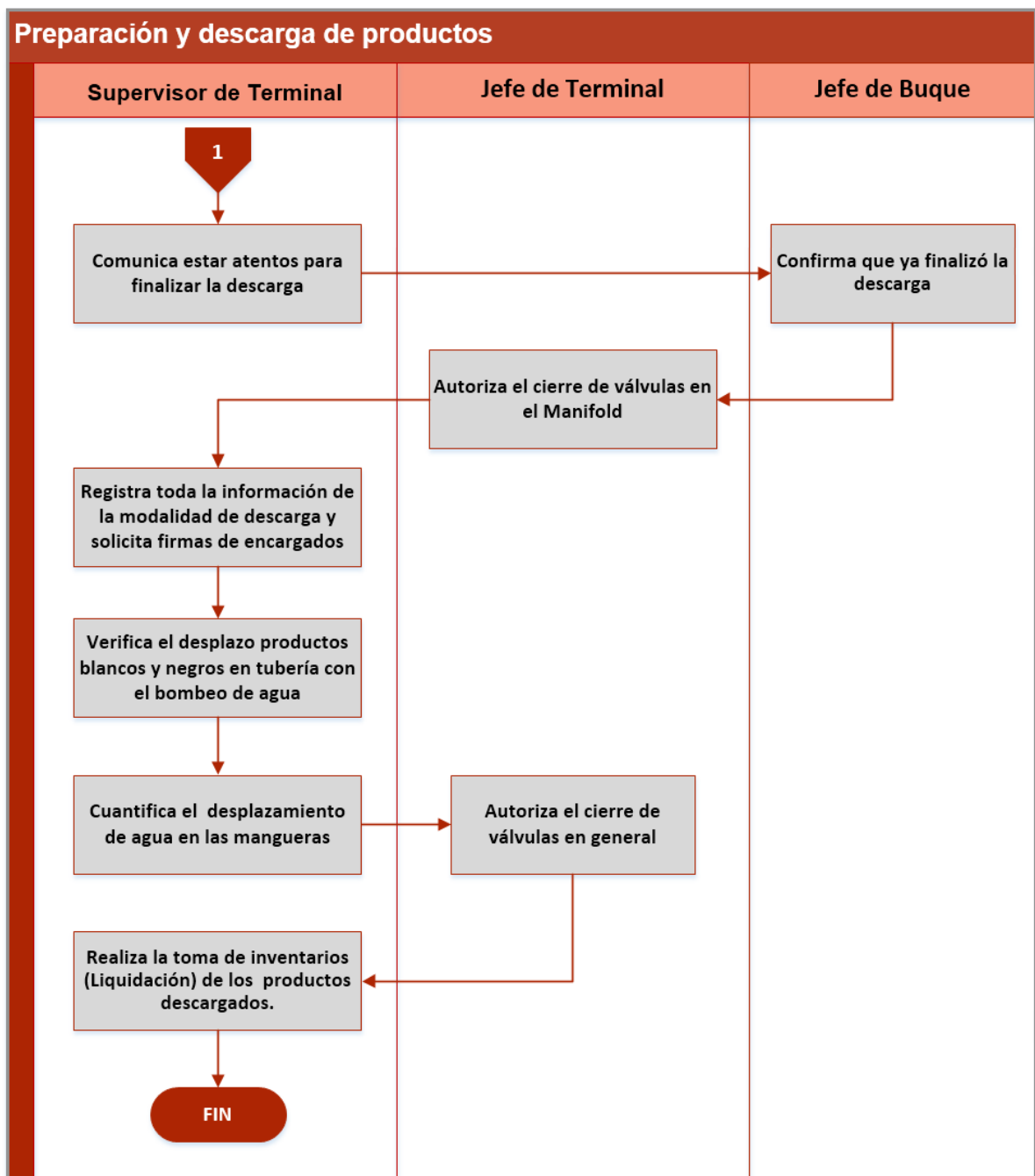
El diagrama de flujo del sub proceso descrito anteriormente es el siguiente:

Gráfico N° 13: Proceso de Preparación y descarga de productos (Parte I)



Elaboración: Propia

Gráfico N° 14: Proceso de Preparación y descarga de productos (Parte II)



Elaboración: Propia

3.4.2. Proceso de Almacenamiento

3.4.2.1. Almacenamiento de productos en terminales

Primeramente el supervisor de Terminal se revisa que el tanque este en las condiciones adecuadas para realizar la recepción de productos y que no se afecte la capacidad de almacenamiento contratada.

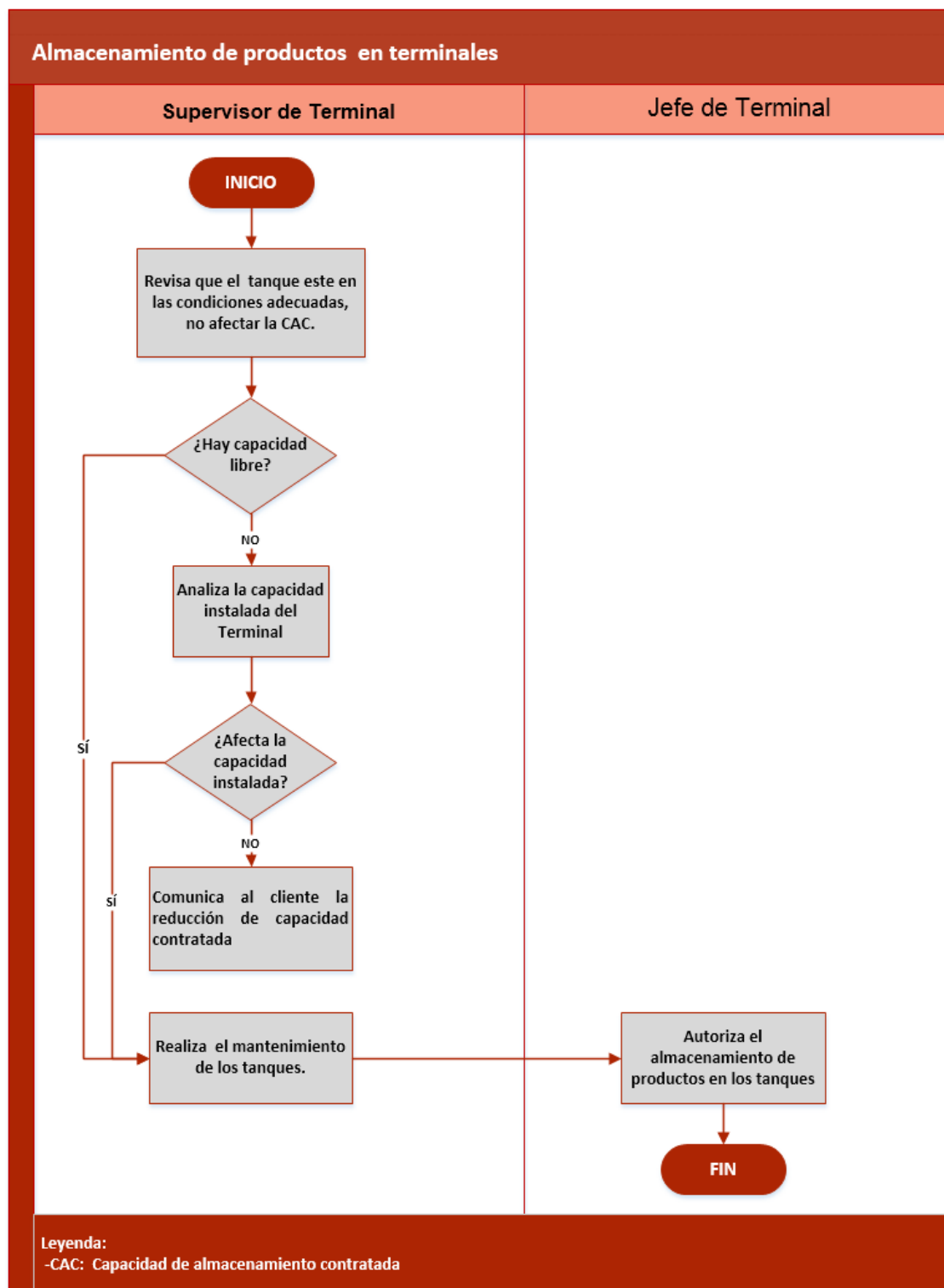
En el caso no se disponga de capacidad libre se procede a realizar el análisis de la capacidad instalada. Que tiene como objetivo revisar alternativas para no afectar la capacidad contratada del cliente, para el análisis es necesario contar con: el estado actual de tanques de almacenamiento, capacidad contratada, capacidad libre, capacidad instalada por Terminal y medidas de los tanques y capacidades.

Después de haber realizado el análisis de la capacidad instalada y el tanque no afecta la capacidad contratada, se realiza el proceso de mantenimiento y si la capacidad se encuentra afectada se procede a comunicar al cliente la reducción de capacidad contratada para ello se comunica a la oficina central (Área de Planeamiento) y a la Gerencia de Operaciones, la necesidad de reducir la de capacidad contratada de clientes.

Finalmente el jefe de terminal autoriza el almacenamiento de productos en los tanques.

EL diagrama de este proceso se plasma en el Gráfico N°15.

Gráfico N° 15: Proceso de almacenamiento de productos en terminales



Elaboración: Propia

3.4.3. Proceso de despacho

3.4.3.1. Despacho de productos

1. El supervisor de terminal realiza la Programación de tanques que entraran en servicio de despacho.

Primeramente se revisa los Reportes del Sistema Full Dantas (SFD) del día anterior para programar los tanques que entraran en servicio de despacho: Existencias de producto por tanque, Stock por usuarios, Medida de tanques. Se determina los promedios de despacho de los días anteriores en el Balance Volumétrico.

En el caso que no se pueda ejecutar el despacho desde un solo tanque se programa inicialmente el despacho de un tanque hasta el límite de su fondo operativo, luego se procede a programar el otro tanque del mismo producto.

La información registrada para la programación de tanques es: día, producto, tanque, API, nivel, observaciones y trasiego entre tanques.

2. El supervisor de Terminal emite autorización para abrir válvulas de tanques.

El supervisor de Terminal Comunica y autoriza abrir válvulas de tanques programados para despacho, quien toma nota y procede con la etapa alineamiento de tanques para el despacho y apertura de válvulas. Se pide las llaves para abrir los candados de las válvulas de los tanques programados.

Cabe resaltar que Todos los tanques y sus accesorios son inspeccionados externamente por el operador encargado de abrir los tanques programados para el despacho, con el objeto de detectar cualquier tipo de anomalía que afecte la

operación y/o al medio ambiente Todas las electrobombas de despacho, válvulas de succión, descarga y sistemas de alivio son inspeccionadas por el operador antes de iniciar el despacho, con el objeto de detectar cualquier anomalía Si no es conforme, se informa ocurrencia al Supervisor del Terminal. Si es conforme, se verifica alineamiento de válvulas de succión y descarga

3. El operador del terminal da la conformidad de tanques abiertos

El operador al término de la apertura de los tanques de almacenamiento procede a comunicar al AO “Tanques listos para el despacho”, indicando tanque por tanque de acuerdo a programa.

4. El operador del terminal entrega al transportista la O/E

Se Entrega al transportista la “Orden de Entrega” O/E en original y copia, y el formato: " CONSTANCIA DE PESO" C/P con información: del Código de transacción y la secuencia correlativa de atención

5. El vigilante Recepciona O/E y Constancia de Peso C/P

Recepciona del transportista la O/E; y la C/P y está atento a que el operador del Terminal solicite carros tanque para su atención de acuerdo a la secuencia correlativa de atención.

6. El operador del terminal realiza el llamado del C/T para atención.

Solicita el ingreso al área de carga de carros tanque de acuerdo al orden establecido.

7. El vigilante verifica condiciones de seguridad del C/T.-Las cuales son:

- Que el C/T cuente con un extintor de 30 Lbs. PQS.
- Verifica el arranque del motor del camión tanque.
- Que las tuberías, válvulas, mangueras se encuentren en buen estado; sin la presencia de humedecimientos o goteras.
- Que si el C/T tuviese varios compartimientos, cada uno debe contar con su cúpula y válvula descarga independiente.
- Que para transportes de gasolina, el C/T cuente obligatoriamente con sistema de llenado por abajo. En el caso de Diésel B5 SS50 sea con compartimiento dedicados para dicho producto y este censado en OSINERMIN.

8. El Vigilante Verifica condiciones de seguridad del Chofer. Para ello se revisa:

- Que los chóferes cuenten con el Equipo de Protección Personal requerido.
- Estado del Conductor: No ingresa ningún chofer en aparente estado de ebriedad o bajo la influencia de estimulantes.
- El chofer ingresa con licencia de conducir con la categoría correspondiente a la unidad que conduce.
- Los cigarrillos, fósforos, celulares, cámaras fotográficas, armas de fuego, y cualquier otro objeto que pueda representar riesgo para el Terminal no debe ser ingresado,
- El vigilante informa al chofer que la velocidad máxima permitida es de 15 KPH dentro del Terminal.

9. El vigilante emite formato: "Inspección de seguridad del camión tanque".

El Supervisor del Terminal verifica y registra las no conformidades informadas por el vigilante en el formato y realiza la Distribución de copias: Original: Al representante del transportista, Copia 1: Al representante del cliente para notificarle y Copia 2: Pendiente en el Terminal hasta el levantamiento de las no conformidades, y luego se archiva.

10. El Supervisor del terminal solicita el retiro de C/T, para que levante no conformidad.

Si la no conformidad no es levantada inmediatamente, bloquea en Sistema Full Dantas camión tanque observado.

11. El Supervisor del terminal autoriza al transportista ingresar al área de despacho.

El transportista estaciona su camión tanque en el lugar designado por el operador de despacho.

12. El operador de terminal autoriza que el transportista efectúe conexiones.

EL chofer debe: Conectar la puesta a tierra y control de sobrellenado, conectar la manguera de recuperación de vapores y conectar el dispositivo de carga del producto que va a cargar al acoplamiento del camión tanque.

13. El operador del terminal ingresa al Danload el código transacción.

Se ingresa el código para iniciar con el despacho. Además el monitor Danload ingresa: el tipo de vehículo, Orden/Entrega y Licencia conducir al sistema.

14. El supervisor de terminal inicia el proceso de despacho de Productos.

El despacho se realiza después de haberse complicado con las condiciones de seguridad anteriormente detalladas.

15. El Operador del terminal controla en el Sistema Full Dantas el despacho de Productos.

Generalmente se controla: el Inicio del despacho, Volumen, Adivinación, Limpieza de línea y Paradas.

16. El supervisor de terminal finaliza el despacho en el compartimento.

Se Revisa la O/E y se verifica si se requiere cambio de isla de despacho para carga de otro producto.

17. El Operador del terminal autoriza al transportista que efectúe las desconexiones del equipo.

El transportista desconecta: el dispositivo de carga del producto que va a cargar al acoplamiento del camión tanque, la manguera de recuperación de vapores y la puesta a tierra y control de sobrellenado.

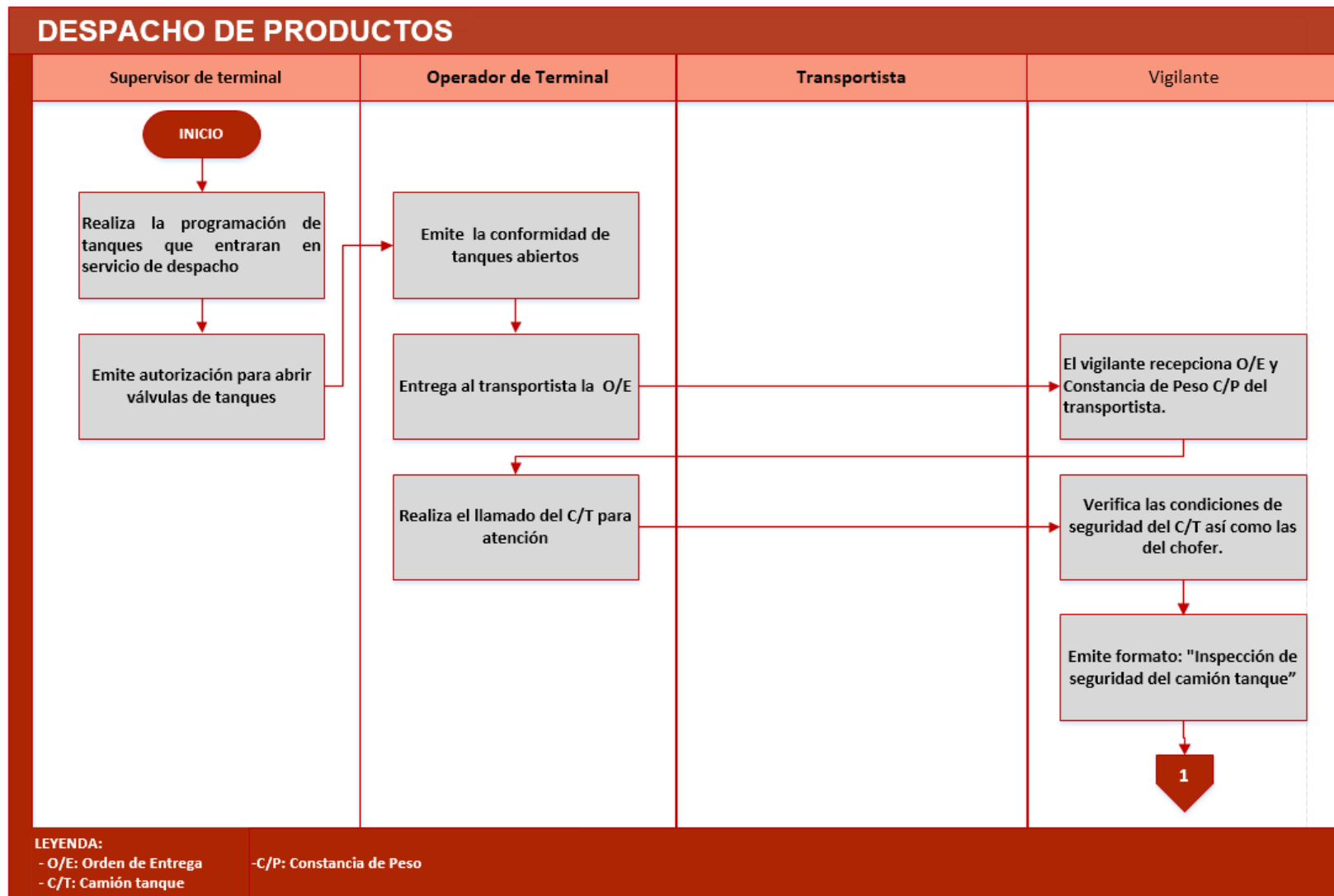
18. El vigilante retira los conos de seguridad

También en algunos casos retira el aviso que está a 4 metros delante del parachoques.

19. El operador del terminal emite la Conformidad del despacho

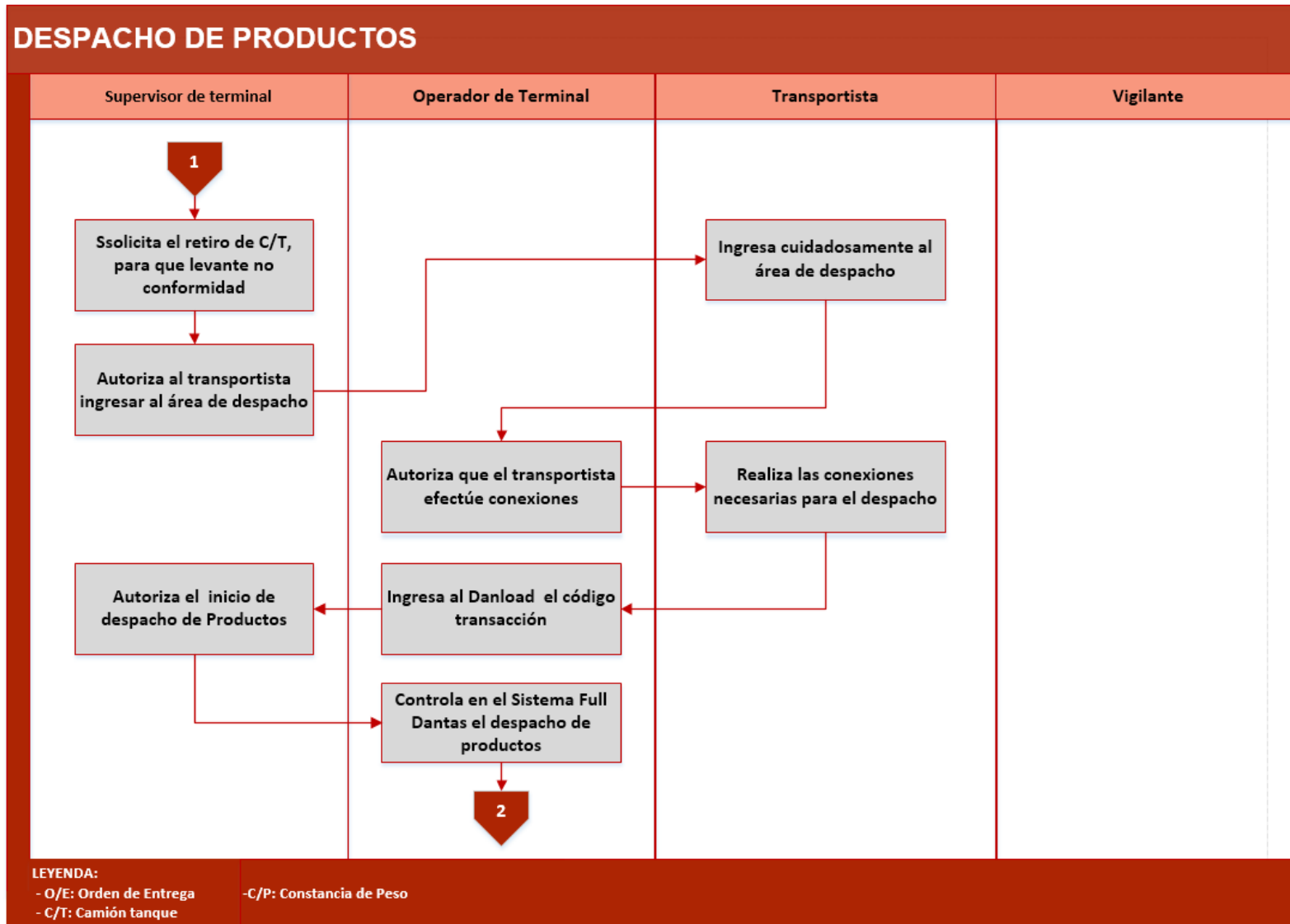
Se emite la conformidad de despacho para que después se pueda autorizar el retiro del camión tanque del área de despacho. El proceso descrito anteriormente se muestra en el siguiente diagrama de flujo:

Gráfico N° 16: Proceso de Despacho de Productos (Parte I)



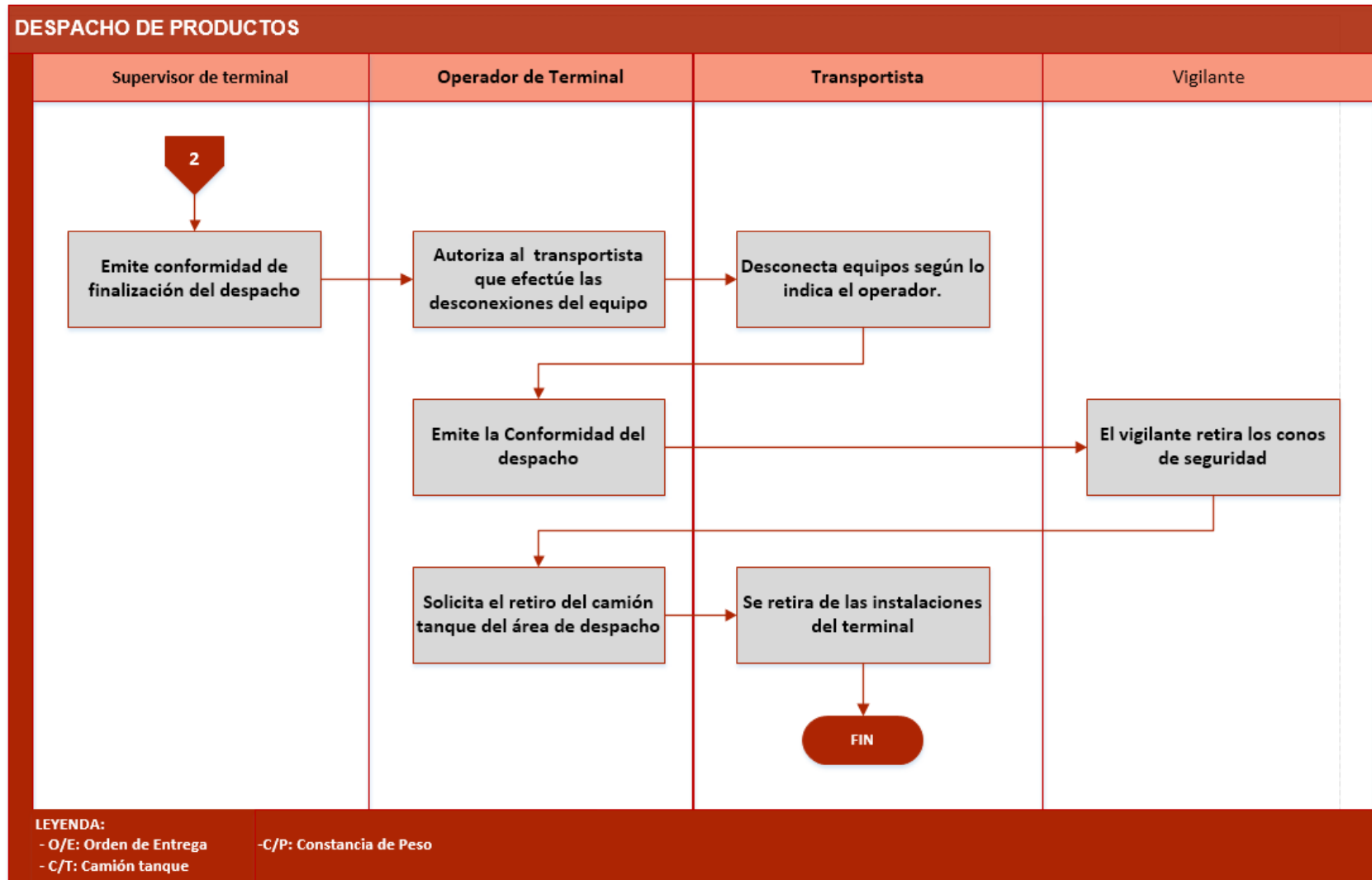
Elaboración: Propia

Gráfico N° 17: Proceso de Despacho de Productos (Parte II)



Elaboración: Propia

Gráfico N° 18: Proceso de Despacho de Productos (Parte III)



Elaboración: Propia

Capítulo 4: Análisis de la Investigación



4.1. Análisis de las variaciones en los terminales

Según informes y reportes analizados de la Gerencia de Abastecimiento Comercialización y Distribución del Usuario las variaciones de productos durante el proceso de recepción almacenamiento y despacho de productos se dan por los siguientes motivos:

4.1.1. Transporte

Los casos de las variaciones en el transporte de productos resultan complejos, por poseer carga de multiproductos y en general con más de cuatro puertos de destino.

En el transporte marítimo existe la imprecisión en las mediciones de los volúmenes transportados, debido a: (i) las mediciones sucesivas (descarga en más de un puerto); y (ii) bajos volúmenes del producto con respecto al volumen total de la bodega del buque que lo contiene.

4.1.2. Volumen en recepción, almacenamiento y despacho

Las incertidumbres de volumen se dan por:

- Estado del tanque: color no adecuado del tanque y que el tanque este sin mantenimiento.
- La imprecisión al determinar el frente de separación entre el agua y el producto
- El contenido de las líneas: Existen variaciones que son originadas por la imprecisión del volumen de hidrocarburos contenido en las líneas de despacho/recibo (que comunican el tanque de tierra con la nave) y se incrementa por la necesidad de utilizar agua como líquido separador entre productos distintos ya que se utiliza una sola línea para este efecto. Las imprecisiones también se dan cuando se tiene que bombear por la misma línea más de un tipo

de producto, incrementando la generación de Slop en Tierra (operación de descarga) y Buque (operación de carga).

4.1.3. Otras Mediciones en general

Las incertidumbres de medición se originan en:

- Inadecuada precisión de cintas de medición y termómetros
- Imprecisión en la toma de mediciones por parte del operador
- Falla en la determinación del API Y las tablas de conversión volumétrica
- Incertidumbre en el uso de las tablas de cubicación de tanques

4.1.4. Cierres de puertos

Los cierres de puertos, que obligan en más de una oportunidad a la redistribución de los cargamentos (cambio de destino y/o volúmenes que se encuentran a bordo de la nave) debiéndose descargar, en varias oportunidades, volúmenes menores a los programados, o retornar a la Refinería productos sin descargar, debiéndose cargar nuevamente sobre ellos ya sea en el mismo puerto de origen o en otro, con lo cual se incrementa la imprecisión y la complejidad en la determinación de las variaciones.

4.2. Análisis de Variaciones en los terminales del Norte y Centro

En los terminales estudiados: Eten, Salaverry, Supe, Chimbote y Callao ocurren variaciones debido a las causas mencionadas en el punto anterior. A continuación se presentan las variaciones volumétricas que se dan en cada uno de los 5 terminales estudiados en esta investigación. Dichas variaciones que se tienen son desde el mes de noviembre del 2014 hasta fines del año 2015.

Cuadro N° 7: Variación de Productos -Terminal Eten (Galones)

Mes Producto	Nov. 2014	Dic. 2014	Ene. 2015	Feb. 2015	Mar. 2015	Abr. 2015	May. 2015	Jun. 2015	Jul. 2015	Agos. 2015	Sep. 2015	Oct. 2015	Nov. 2015	Dic. 2015
GAS 90	881	792	583	-196	513	600	225	-860	-380	229	526	-103	180	-753
GAS 84	-357	-924	-1,107	-1,151	129	-639	-2,247	-1,991	-1,782	761	-235	-1,006	-555	-7,333
ALCOHOL CARB	-357	-924	-88	-98	-9	-284	-314	345	-35	-447	-471	-567	-533	10
DIESEL B5	594	3,232	-4,243	432	-323	3,037	2,040	-848	3,850	-993	878	841	2,512	6,182
TURBO A-1	87	-161	23	-78	-151	9	-226	-1	-127	33	48	33	192	-108
TOTAL	848	2,015	-4,832	-1,091	159	2,723	-522	-3,355	1,526	-417	746	-802	1,796	-2,002

Elaboración: Propia

Fuente: Petroperú

Cuadro N° 8: Variación de Productos -Terminal Salaverry (Galones)

Mes Producto	Nov. 2014	Dic. 2014	Ene. 2015	Feb. 2015	Mar. 2015	Abr. 2015	May. 2015	Jun. 2015	Jul. 2015	Agos. 2015	Sep. 2015	Oct. 2015	Nov. 2015	Dic. 2015
GAS 95	298	-86	135	16	-383	-169	-196	-434	-70	68	-39	57	-491	456
GAS 90	535	-1,550	-538	-468	-1,152	241	-860	-1,729	-399	-901	-307	-1,296	-1,518	-7,510
GAS 84	144	-104	621	170	136	-114	-74	-496	-540	-76	-97	-280	-274	3,088
ALCOHOL CARB	-11	-250	39	-72	-127	-140	-2,247	2,190	-10	-208	-17	-10	-288	-1,413
DIESEL B5	1,649	-270	5,151	-1,926	-3,295	-997	-3,366	-3,563	-294	-1,246	999	-2,564	1,324	-891
PETR. IND N°6	215	133	-1,074	-225	-489	157	398	-209	-56	-276	-60	136	215	133
TOTAL	2,830	-2,127	4,334	-2,505	-5,310	-1,022	-6,345	-4,241	-1,369	-2,639	479	-3,957	-1,032	-6,137

Elaboración: Propia

Fuente: Petroperú

Cuadro N° 9: Variación de Productos -Terminal Supe (Galones)

Mes Producto	Nov. 2014	Dic. 2014	Ene. 2015	Feb. 2015	Mar. 2015	Abr. 2015	May. 2015	Jun. 2015	Jul. 2015	Agos. 2015	Sep. 2015	Oct. 2015	Nov. 2015	Dic. 2015
GAS 90	22	300	-614	-275	156	192	164	-152	32	-12	-361	37	-290	811
GAS 84	2	-28	-21	-75	-31	8	-153	-63	-125	28	-75	5	-620	-98
ALCOHOL CARB	-12	-125	-71	-9	8	113	4	-5	-45	4	-24	-63	-338	-135
DIESEL B5	1,245	-125	1,065	512	732	1,306	133	669	474	547	255	1,745	388	248
PETR. IND 500	-4	-541	497	-160	-71	-1,129	463	7	-3	-6	0	0	0	0
TOTAL	1,253	-519	856	-7	794	490	611	456	333	561	-205	1,724	-860	826

Elaboración: Propia

Fuente: Petroperú

Cuadro N° 10: Variación de Productos -Terminal Chimbote (Galones)

Mes Producto	Nov. 2014	Dic. 2014	Ene. 2015	Feb. 2015	Mar. 2015	Abr. 2015	May. 2015	Jun. 2015	Jul. 2015	Agos. 2015	Sep. 2015	Oct. 2015	Nov. 2015	Dic. 2015
GAS 84	-150	-22	-17	87	-274	229	-297	-42	125	-145	119	53	-194	130
ALCOHOL CARB.	-144	36	36	-38	-25	-23	-12	-5	-13	-30	29	-46	-59	5
DIESEL B5	985	582	1,723	912	2,056	3,364	2,542	217	836	247	3,146	1,241	1,702	-487
TURBO A-1	-338	-489	-120	-117	1,009	-78	1,906	-60	88	-859	-84	-257	-1,324	1,162
TURBO A-1	-349	-42	-314	67	407	1,142	-42	530	-155	-26	-130	229	150	1,570
TOTAL	4	65	1,308	911	3,173	4,634	4,097	640	881	-813	3,080	1,220	275	2,380

Elaboración: Propia

Fuente: Petroperú

Cuadro N° 11: Variación de Productos -Terminal Callao (Galones)

Producto	Mes	Nov. 2014	Dic. 2014	Ene. 2015	Feb. 2015	Mar. 2015	Abr. 2015	May. 2015	Jun. 2015	Jul. 2015	Agos. 2015	Sep. 2015	Oct. 2015	Nov. 2015	Dic. 2015
GAS 97		-6,011	917	-2,240	-1,791	1,044	53	1,182	504	1,303	1,464	-1,136	-3,181	-5,009	834
GAS 95		236	-8,558	-264	-3,829	-7,509	-4,389	-3,452	-12,559	-6,739	1,759	1,205	2,040	197	-7,780
GAS 90		11,986	9,302	12,467	8,111	8,146	3,371	3,576	-2,262	-3,144	1,223	9,456	2,636	9,988	8,456
GAS 84		425	-2,286	-1,522	-638	773	-1,607	-1,223	-712	-617	419	857	-2,325	354	-2,078
GAS 100LL		557	-283	-543	-807	-677	-723	-407	-667	-450	-606	-494	-630	796	-257
ALCOHOL CARB		4,357	3,969	168	-2,685	-2,214	-3,954	-4,290	315	-1,573	-1,118	-916	-1,001	3,631	3,608
TURBO A1		12,527	16,369	12,029	-11,650	2,978	454	643	949	5,926	-1,156	2,192	2,075	10,439	18,188
DIESEL ULSD		18,147	12,979	17,795	18,358	21,506	10,023	23,603	21,320	12,806	4,961	24,368	222	20,163	11,799
DIESEL BS MGO		-332	-305	-711	1,147	446	-79	-109	531	985	2,241	-1,009	-675	-277	-277
DIESEL B100		6,439	234	6,215	-302	-77	-490	-1,779	-3,445	-1,266	-801	1,674	704	5,366	219
IFO 380		22,123	2,228	4,811	-5,276	-3,225	-3,739	2,655	6,614	-9,746	-7,052	-4,005	6,171	18,436	2,025
GLP		-13,382	-9,550	49,682	-740	18,699	1,186	1,739	-2,269	11,964	33,638	-23,359	6,777	-16,727	-13,840
TOTAL		57,072	25,017	97,887	-102	39,890	106	22,138	8,319	9,449	34,972	8,833	12,813	47,357	20,897

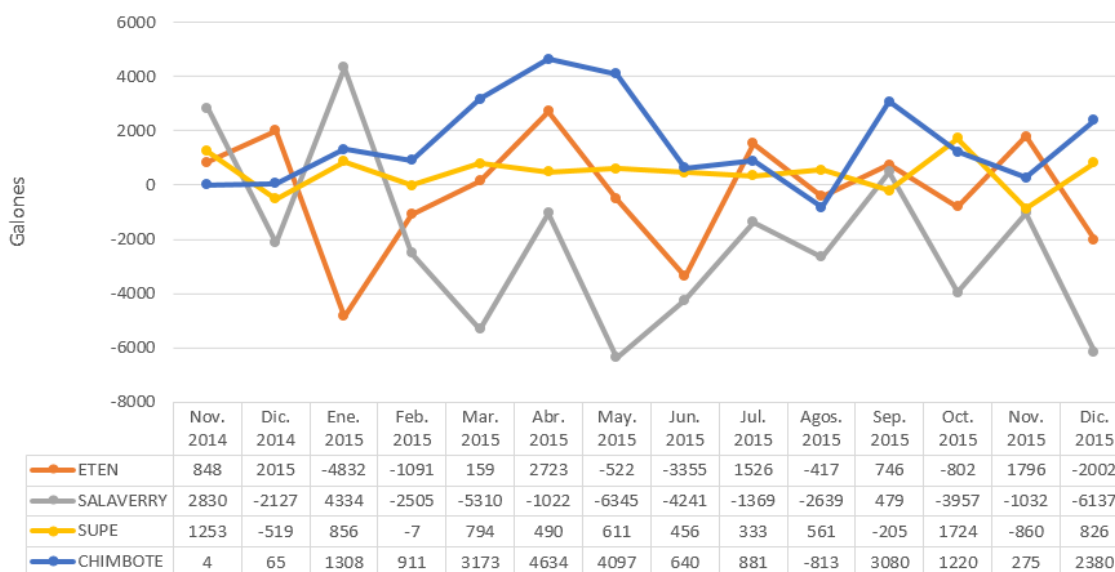
Elaboración: Propia

Fuente: Petroperú

4.2.1. Variación mensual

Se analiza primeramente solo las variaciones de los terminales del Norte ya que poseen una menor capacidad de almacenamiento y despachos que el terminal del Centro (Callao) y para elaborar una comparación volumétrica entre ambos no sería muy satisfactoria. De los terminales del Norte, Salaverry es el que presenta mayores pérdidas de productos seguido del terminal Eten. El terminal que presenta bajas variaciones es el terminal Supe y el que presenta variaciones positivas es el terminal de Chimbote. Lo descrito anteriormente se puede verificar en el Gráfico N°19.

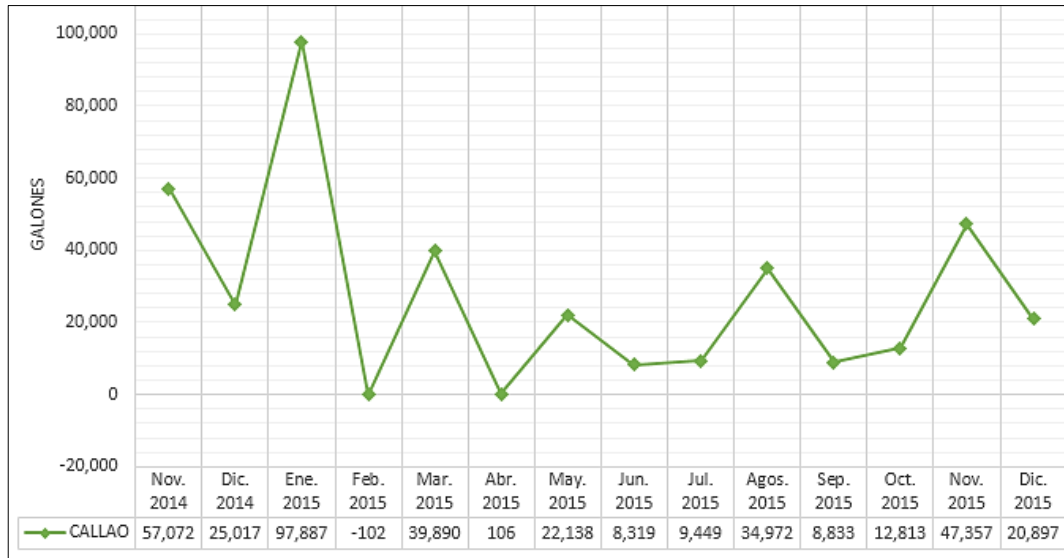
Gráfico N° 19: Variaciones de producto en los Terminales del Norte



Elaboración: Propia

En cuanto al terminal de Callao se presentan variaciones positivas en mayor volumen que en los demás terminales debido a su mayor capacidad de almacenamiento. Revisar grafico N°20.

Gráfico N° 20: Variación de producto en el Terminal Centro (Callao)

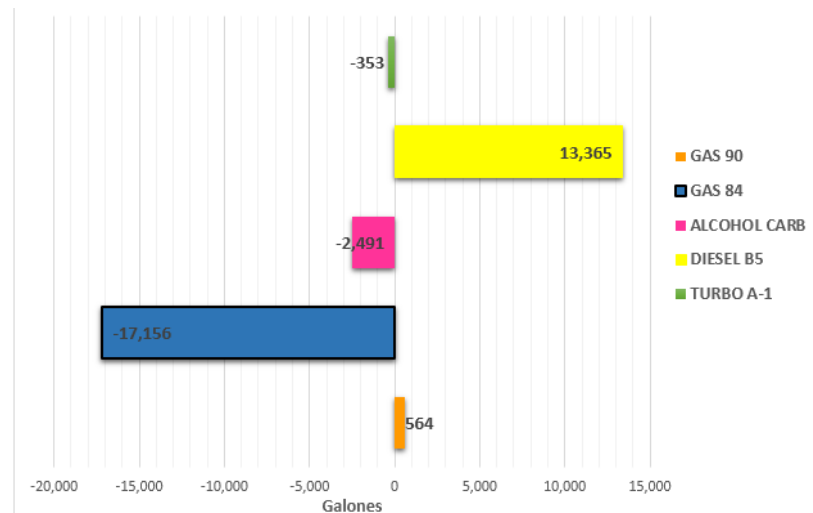


Elaboración: Propia

4.2.2. Variación por producto

En el terminal Eten se almacenan y despachan 5 productos diferentes de los cuales el que mayor variación negativa presenta es el de Gasolina 84 con -17,156 galones seguido del Alcohol carburante con -2,491 galones. Ver gráfico N°21.

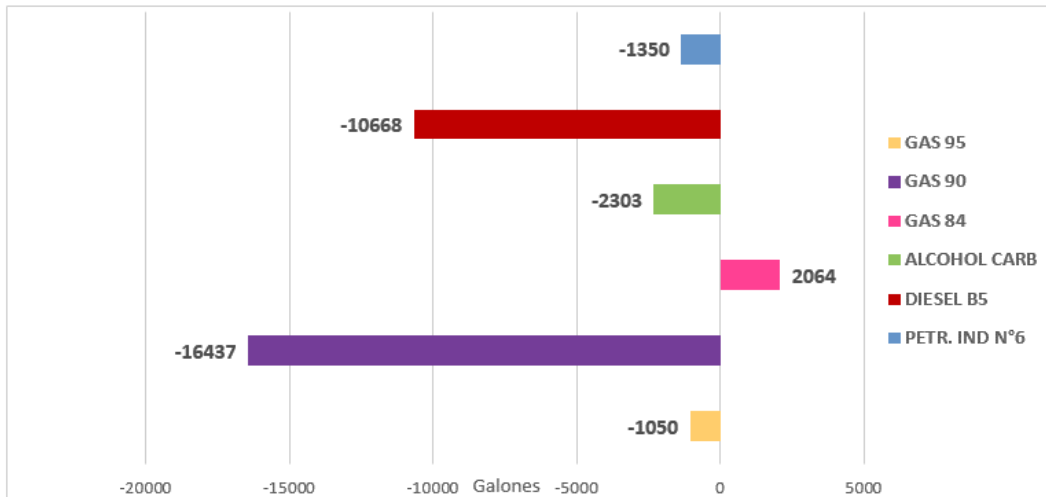
Gráfico N° 21: Variación por Producto-Terminal Eten



Elaboración: Propia

En el terminal Salaverry se almacenan y despachan 6 productos diferentes de los cuales el que mayor variación negativa presenta es el de Gasolina 90 con -16,437 galones seguido del Diésel B5 con -10,668 galones. Ver gráfico N° 22.

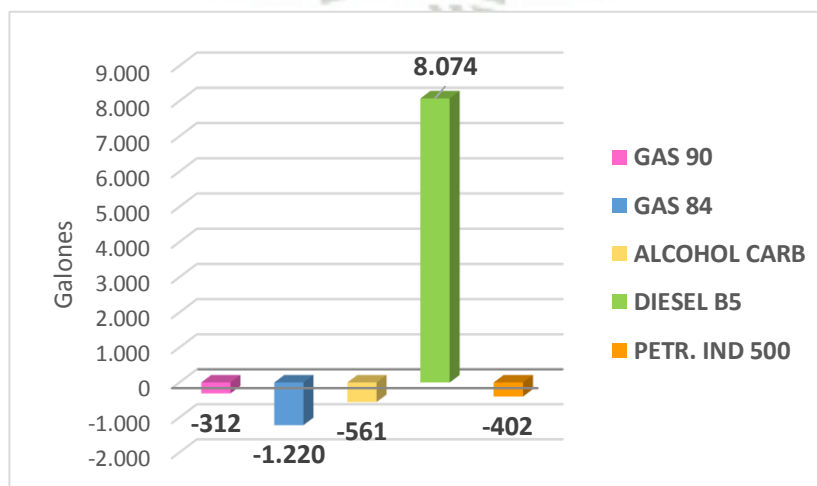
Gráfico N° 22: Variación por Producto-Terminal Salaverry



Elaboración: Propia

En el caso del terminal Supe almacena y despacha 5 productos diferentes de los cuales el que mayor variación negativa es el de Gasolina de 84 con -1.220 Galones. Los productos gasolina de 90, alcohol carburante y petróleo industrial de 500 varían negativamente en un rango 300 a 600 barriles y el Diésel de B5 presenta variación positiva de 8,074 galones. Revisar Gráfico N°23.

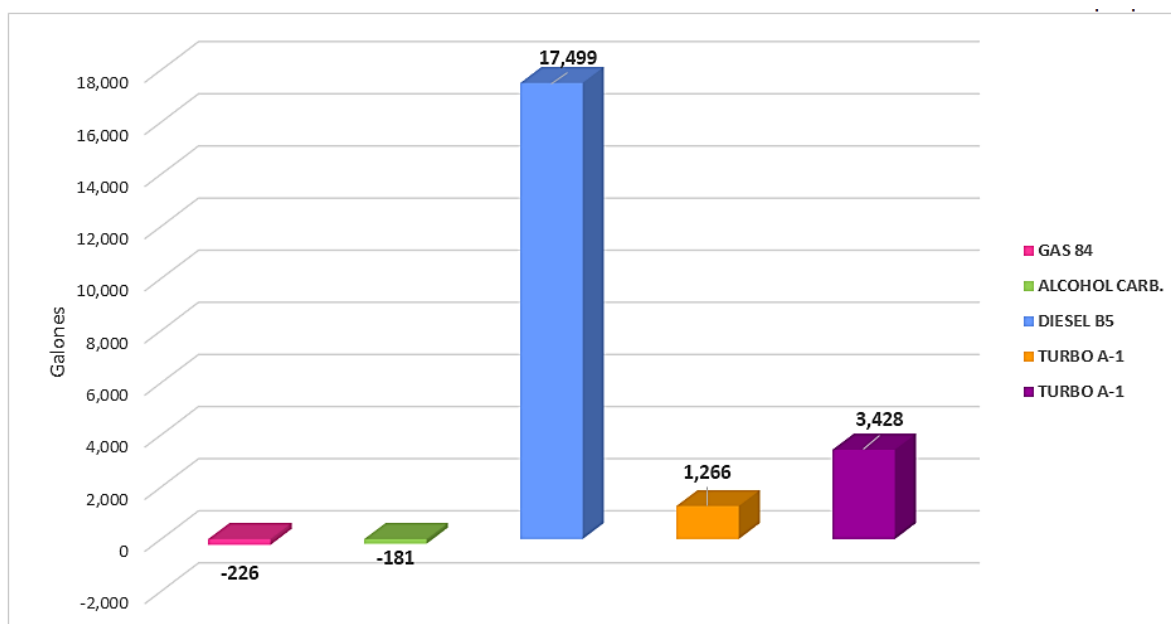
Gráfico N° 23: Variación por Producto-Terminal Supe



Elaboración: Propia

En el terminal Chimbote almacenan y despachan 5 productos diferentes de los cuales el que mayor variación negativa presenta es el de Gasolina 84 con -226 galones y el de mayor variación positiva es el de Diésel B5 con 17,499 galones. Ver gráfico N°24.

Gráfico N° 24: Variación por Producto-Terminal Chimbote



Elaboración: Propia

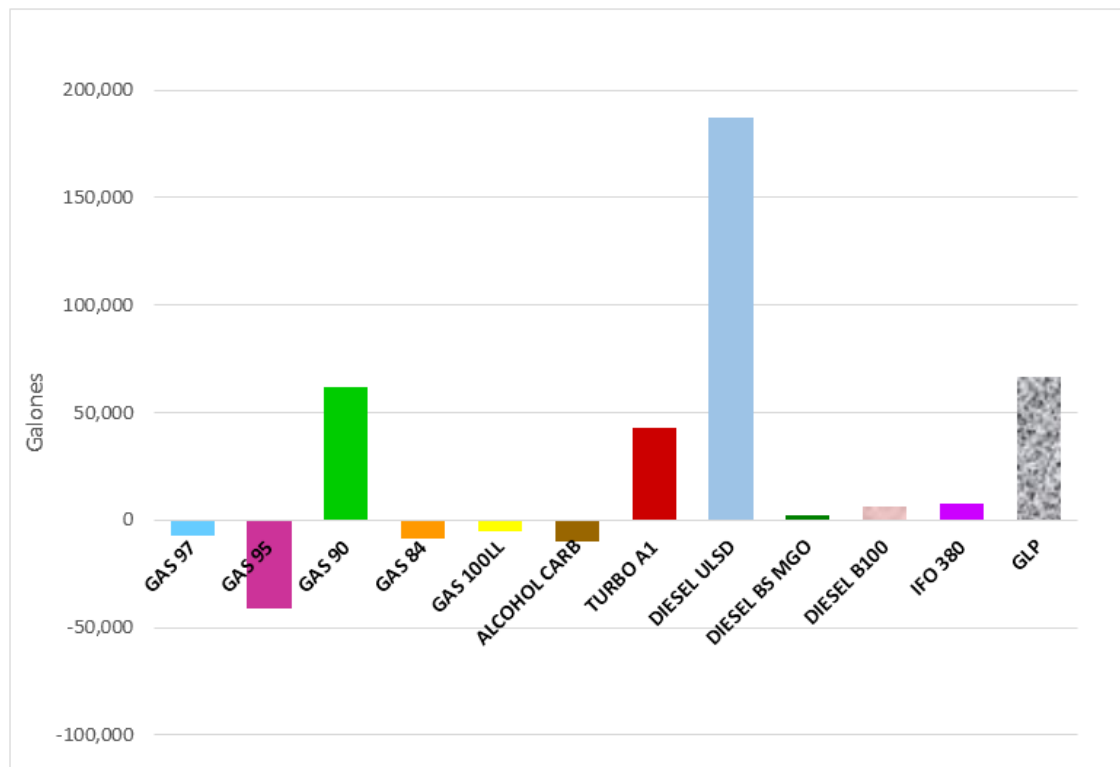
En el terminal del Centro que es el de Callao almacena 12 productos diferentes de los cuales 5 presentan variaciones negativas, siendo el producto Gasolina de 95 el de mayor variación negativa con 41,320 galones y 7 productos con variaciones positivas destacando al Diésel ULSD con 186,924 barriles. Ver cuadro N°13 y gráfico N°25.

Cuadro N° 12: Variación por producto terminal Callao

Producto	GAS 97	GAS 95	GAS 90	GAS 84	GAS 100LL	ALCOHOL CARB	TURBO A1	DIESEL ULSD	DIESEL BS MGO	DIESEL B100	IFO 380	GLP
Variación (Galones)	-6,973	-41,320	62,024	-8,319	-5,465	-10,029	43,067	186,924	2,213	6,018	7,669	66,750

Elaboración: Propia

Gráfico N° 25: Variación por Producto-Terminal Callao



Elaboración: Propia

4.3. Descripción del Cálculo de Mermas según Contrato RAD

Dentro del Contrato RAD en el Anexo C llamado: “Reglamento de Recepción, Almacenamiento, Despacho y Mezcla de Productos en la Planta de Abastecimiento” con respecto al cálculo de mermas se detalla lo siguiente:

9.6. *El operador no responderá de los daños o perjuicios que pueda sufrir EL USUARIO como consecuencia de:*

9.6.7 *Mermas de sus productos por evaporación, o por contracción, dilatación y/o desviación de los sistemas de medición, siempre que dichas mermas, para cada producto almacenado en la Planta de Abastecimiento de EL OPERADOR en un año calendario, no sobrepase de 1% en GLP, 0.3% en productos blancos volátiles y de 0.2% en productos blancos no volátiles y productos negros. EL porcentaje de mermas de EL USUARIO será el que resulte de la siguiente ecuación:*

$$\%Merma = \frac{Merma\ Anual \times 100}{(SFI_U + SFC_U) / 2 + E_U}$$

Donde;

Merma Anual: Suma algebraica de las cantidades positivas y negativas de productos que mes a mes se hayan imputado a EL USUARIO dentro de un año calendario, como resultado del proceso de distribución de diferencias señalado en el punto 8.1. de este Anexo.

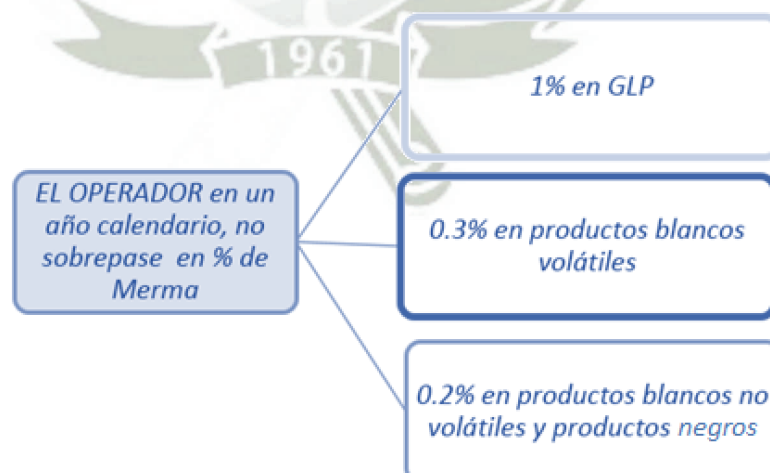
SFI_U y SFC_U: Stock físico inicial al 1° de Enero y stock final Calculado o saldo contable al 31 de Diciembre, respectivamente, correspondiente al conjunto de los productos almacenados por EL USUARIO en la Planta de Abastecimiento de EL OPERADOR, a tales fechas.

E_U: Total de productos de EL USUARIO, despachado por EL OPERADOR, en un año calendario.

4.3.1. Restricciones a tener en cuenta

En el Contrato RAD para el cálculo del % de merma, se debe tomar en cuenta el límite permitido por clase de producto. En el Gráfico N° 26 se da a conocer las restricciones o límites respectivos.

Gráfico N° 26: Restricciones en el % de Merma



Elaboración: Propia
Fuente: Contrato RAD

4.4. Análisis del Proceso de Cálculo de % Merma

Para el análisis del cálculo de porcentaje de merma, primeramente se describirá el proceso mediante un diagrama de flujo, posteriormente se mostrará el cálculo de un producto cualquiera de uno de los terminales.

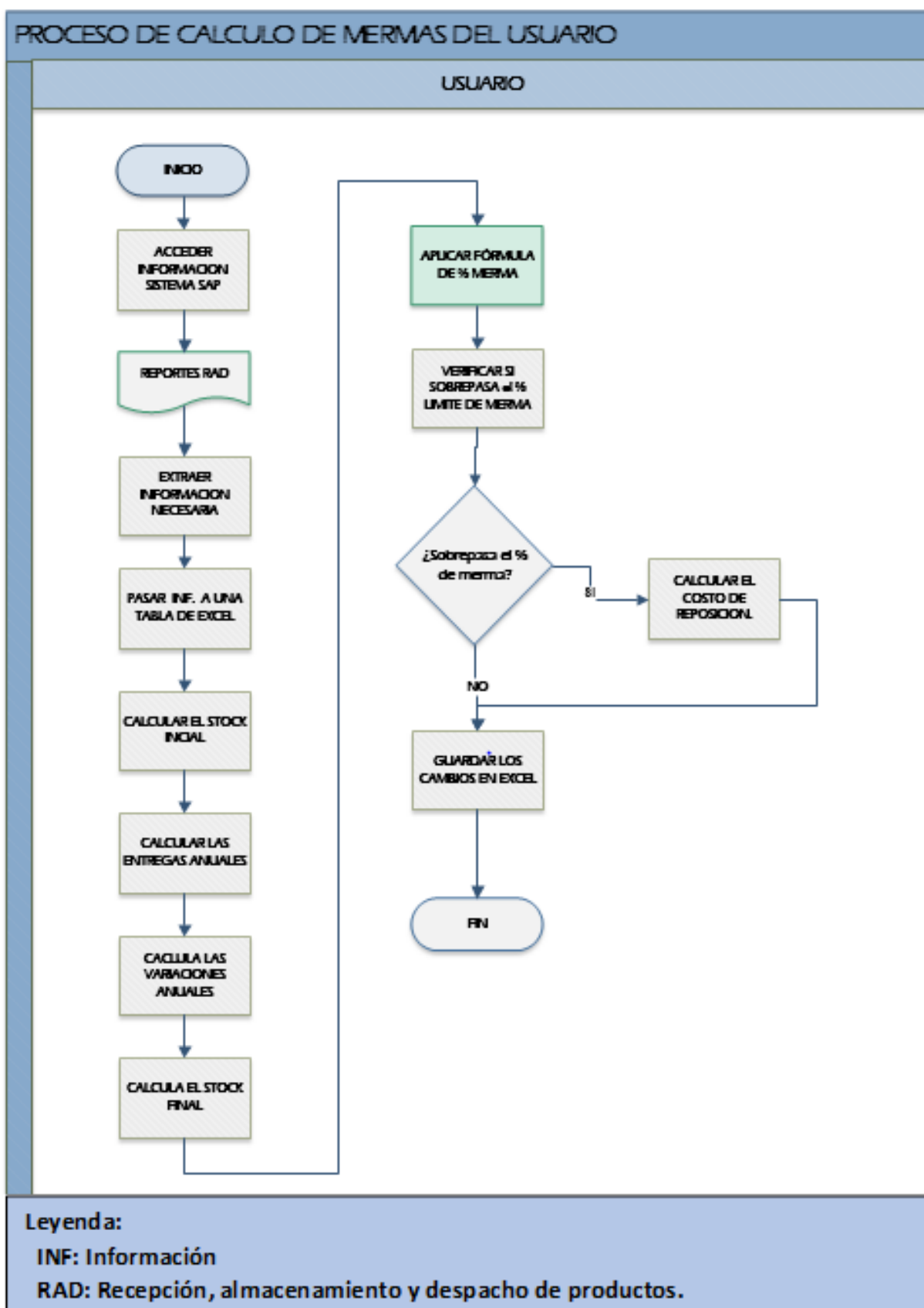
Las actividades descritas en el párrafo anterior se realizarán para el Usuario y el Operador, debido a que se pretende identificar todas las diferencias y/o errores en el proceso de cálculo de las entidades.

4.4.1. Proceso de Cálculo de % Merma del Usuario

El proceso de cálculo del % de merma realizado por el Usuario se inicia accediendo a la información del sistema SAP para extraer los reportes (datos) de los productos recepcionados, almacenados y despachados en los terminales. Cabe resaltar que dicha información antes es alcanzada por el Operador. Después de ello se extraen reportes que son trasladados a una tabla de Excel. Se procede a identificar el Stock Inicial, seguidamente con las funciones del Excel se calcula las entregas anuales, que viene a ser la suma de todos los productos despachados. Luego se calcula la merma anual que es la suma de todas las variaciones mensuales desde enero hasta diciembre. Seguidamente se identifica el stock final. Posteriormente con todos los datos obtenidos se aplica la fórmula del % porcentaje de merma. Una vez obtenido el porcentaje se verifica si este sobrepasa el límite permitido de acuerdo al tipo de producto. En el caso de que si se sobrepase el % permitido se debe calcular el costo de reposición del exceso y en el caso no sobrepase el % porcentaje se prosigue a guardar los cálculos realizados. Esta operación es realizada para cada producto de los terminales.

El proceso descrito en el párrafo anterior se plasmará en el siguiente diagrama de flujo:

Gráfico N° 27: Proceso de Cálculo de mermas del Usuario



Elaboración: Propia

4.4.2. Formato de presentación de cálculos del Usuario

Los cálculos realizados por el Usuario son elaborados en Excel como se puede observar en el Gráfico N° 28. Por motivos didácticos se ha tomado de ejemplo al Terminal Supe y se muestran gráficamente el cálculo de dos productos en el año 2015., donde un producto (Gas 84) sobrepasa el límite de % de merma permitido y el otro (Gas 90) no sobrepasa. El límite mencionado anteriormente por ser productos Blancos Volátiles es de 0.3% de merma.

Gráfico N° 28: Formato general de cálculos de merma del Usuario



DEPARTAMENTO DISTRIBUCIÓN /UNIDAD CONTROL OPERACIONAL

VARIACIONES EN TERMINALES Y PLANTAS DE ABASTACIMIENTO
PRODUCTOS ALMACENADOS EN TERMINALES DEL PERÚ S.A.- TERMINAL SUPE

PERIODO ENERO-DICIEMBRE 2015
LÍMITE DE VARIACIÓN SEGÚN CONTRATO

PRODUCTO	Stock Físico Inicial 01-ene-2015	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	TOTAL	Stock final Calculado 31-dic-15	Variacion Ene-Dic	Exceso		
																	%	Glns.	
PRODUCTOS BLANCOS VALATILES(Galones @ 60 DF)																		LIMITE ANUAL POR PRODUCTO:-0.3%	
GAS 90	193,620	-0.23%	-0.13%	0.07%	0.10%	0.09%	-0.11%	0.02%	-0.01%	-0.23%	0.02%	-0.21%	0.51%		125,270				
Entregas		267,053	206,995	212,132	191,144	176,334	134,077	151,295	141,676	156,081	164,253	138,148	160,565	2,099,753					
Variacion Mes		-614	-275	156	192	164	-152	32	-12	-361	37	-290	811	-312					-0.01
GAS 84	140,869	-0.05%	-0.31%	-0.16%	0.04%	-1.02%	-0.52%	-1.13%	0.21%	-0.45%	0.03%	-5.90%	-0.93%		63,595				
Entregas		38,304	24,275	19,915	19,877	14,949	12,152	11,108	13,201	16,746	17,466	10,511	10,482	208,986					
Variacion Mes		-21	-75	-31	8	-153	-63	-125	28	-75	5	-620	-98	-1,220					-0.39

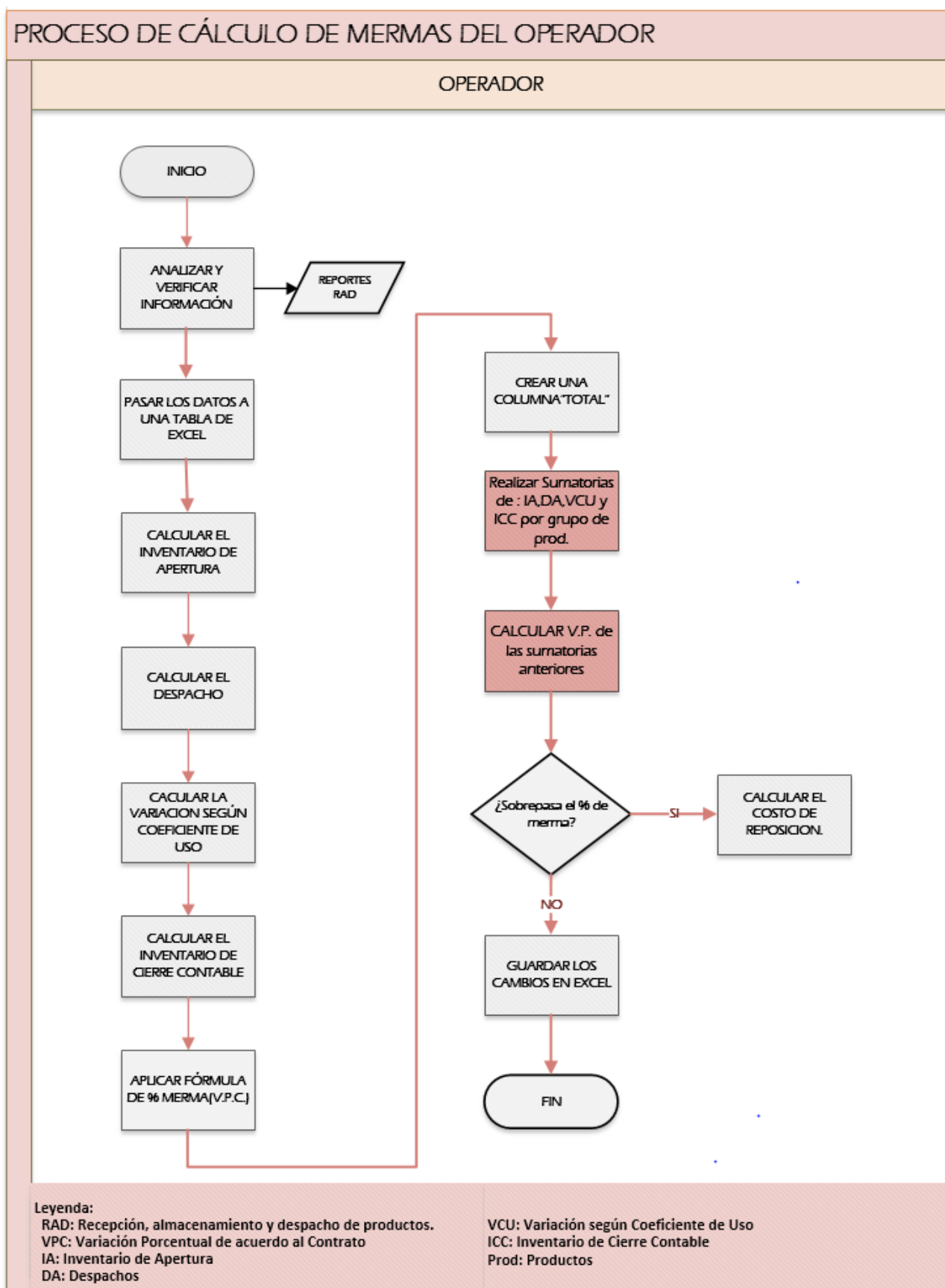
Fuente: Petroperú

4.4.3. Proceso de Cálculo de % Merma del Operador

El cálculo del % de merma realizado por Operador comienza analizando y verificando los datos o reportes que posee con respecto a los productos recepcionados, almacenados y despachados en cada terminal que estén a su cargo. Los datos son llevados a una tabla de Excel y se prosigue a identificar el inventario de apertura que es la cantidad de un producto que se tiene el 1ro de enero de cada año. De allí con las funciones de Excel se calcula el despacho anual y la variación anual. Se prosigue a identificar el inventario de cierre contable. Seguidamente con los datos obtenidos de un producto se aplica la fórmula para el cálculo de variación porcentual de acuerdo a contrato (% de merma). Después en una columna nueva de nombre "Total" se hacen 04 sumatorias para: inventarios finales, despachos, inventarios de cierre contable y variaciones según coeficiente de uso. Dichas sumatorias son realizadas por tipo de producto, es decir se realizan para blancos volátiles, blancos no volátiles, productos negros y Glp. Seguidamente se calcula la variación porcentual de acuerdo al contrato (% de merma) con las sumatorias anteriormente mencionadas. Luego se prosigue a verificar que dicho resultado no sobrepase el límite permitido por tipo de producto. Finalmente se guardan los cambios en la tabla de Excel.

El proceso descrito en el acápite anterior se plasmará en el siguiente diagrama de flujo (Grafica N°29):

Gráfico N° 29: Proceso de Cálculo de mermas del Operador




Elaboración: Propia

4.4.4. Formato de presentación de cálculos del Operador

Los cálculos realizados por el Operador son presentados al Usuario de forma impresa ya que es un documento formal, estos cálculos son elaborados en Excel como se puede observar en el Gráfico N° 30.

Por motivos didácticos se ha tomado de ejemplo al Terminal Supe y los productos blanco volátiles del año 2015, ya que el Operador realiza el cálculo de % de merma por grupo de productos. Dentro de ese grupo de productos se encuentran: el etanol, gas de 90 y gas de 84. En el gráfico N°30 se ve que para cada producto se le ha calculado la variación porcentual de acuerdo al contrato (% de merma), pero también se ha agregado una columna denominada “Total” y se ha hallado una nueva variación porcentual general.

Gráfico N° 30: Formato general de cálculos de merma del Operador

	Cálculo de Porcentaje de merma del Usuario - Blancos Volátiles	Versión / Fecha: 01 / 01-04-16
		Rev: GOT

TERMINAL SUPE	ETANOL	G 90	G 84	TOTAL
INVENTARIO DE CIERRE DE PETROPERÚ S.A	Barriles a	Barriles a	Barriles a	Barriles a
	60° F	60° F	60° F	60° F
Inventario de apertura	546	4,610	3,354	8,510
Despachos	4,651	49,994	4,976	59,621
Inventario de cierre CONTABLE	607	2,983	1,514	5,104
Variaciones según Coeficiente Uso	-13	-7	-29	-49
Variación Porcentual de acuerdo a Contrato	-0.25	-0.01	-0.39	-0.07

Fuente: Terminales del Perú

4.5. Identificación de Hallazgos encontrados con respecto al cálculo

4.5.1. Unidades diferentes

Con los formatos analizados anteriormente en los Gráficos N° 28 y N°30 podemos observar que las unidades utilizadas en el cálculo son diferentes en el caso del Usuario usa galones y en el caso del Operador utiliza barriles. Lo descrito anteriormente se muestra en el siguiente gráfico en un recuadro amarillo:

Gráfico N° 31: Diferencia de Unidades de medida

 VARIACIONES EN TERMINALES Y PLANTAS DE ABASTACIMIENTO PRODUCTOS ALMACENADOS EN TERMINALES DEL PERÚ S.A.- TERMINAL SUPE							 Cálculo de Porcentaje de merma del Usuario - Blancos Volátiles		
PRODUCTO	Stock Físico Inicial 01-ene-2015	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	TERMINAL SUPE	ETANOL	G 90
PRODUCTOS BLANCOS VALATILES (Galones @ 60 DF)									
GAS 90	193,620	-0.23%	-0.13%	0.07%	0.10%	0.09%	INVENTARIO DE CIERRE DE PETROPERÚ S.A	Barriles a 60° F	Barriles a 60° F
Entregas		267,053	206,995	212,132	191,144	176,334	Inventario de apertura	546	4,610
Variación Mes		-614	-275	156	192	164	Despachos	4,651	49,994
GAS 84	140,869	-0.05%	-0.31%	-0.16%	0.04%	-1.02%	Inventario de cierre CONTABLE	607	2,983
Entregas		38,304	24,275	19,915	19,877	14,949	Variaciones según Coeficiente Uso	-13	-7
Variación Mes		-21	-75	-31	8	-153	Variación Porcentual de acuerdo a Contrato	-0.25	-0.01

Elaboración: Propia

Se conoce que 1 barril equivale a 42 galones a una temperatura de 60°F. En algunos casos se ha detectado que al hacer la conversión de unidades de algún producto, el resultado varía en cantidades. De ello se puede decir que el Operador no tiene la misma información que el Usuario. Cabe resaltar que los reportes que entrega el Operador no indican las cantidades que se comparten en un tanque con otro Usuario ni que productos son.

Se tomará un caso en el que se evidencia lo descrito anteriormente. Para el Usuario se toma el dato del stock físico inicial del producto Gas 84 y para el Operador el Inventario de Apertura del mismo producto y hacemos la conversión de 3264 Barriles a Galones y es 137,088 galones, pero en el dato del Usuario se tiene 137,104 galones lo que significa una diferencia de 16 galones. Lo detallado en el párrafo anterior se puede observar en el siguiente gráfico y la observación está dentro de un recuadro verde:

Gráfico N° 32: Diferencia de Valores

TERMINAL ETEN			GAS 90	GAS 84
INVENTARIO DE CIERRE DE PETROPERÚ S.A			Barriles a	Barriles a
			60° F	60° F
Inventario de apertura			2,452	3,264
Despachos			136,957	159,208
Inventario de cierre CONTABLE			18,702	12,166
Variaciones según Coeficiente Usó			13	-336
Variación Porcentual de acuerdo a Contrato			0.01	-0.20

PRODUCTO	Inicial 01-ene- 2015	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo
PRODUCTOS BLANCOS VALATILES(Galones @ 60 DF)						
GAS 90	102,980	0.09%	-0.03%	0.12%	0.10%	0.07%
Entregas		643,635	608,274	444,791	590,474	312,447
Variacion Mes		583	-196	513	600	225
GAS 84	137,104	-0.16%	-0.18%	-0.20%	-0.10%	-0.56%
Entregas		684,395	641,025	642,568	642,348	404,196
Variacion Mes		-1,107	-1,151	129	-639	-2,247

Elaboración: Propia

4.5.2. Términos diferentes

Los términos utilizados para realizar el caculo son diferentes, además que no se usan los términos que están descritos en el Contrato RAD. Ello refleja que no existe uniformidad para el cálculo entre el Operador y el Usuario. Lo descrito anteriormente se puede observar en el siguiente gráfico resaltado de color amarillo.

Gráfico N° 33: Términos Diferentes

PRODUCTO	Stock Físico Inicial 01-ene-2015	Enero	Febrero	Marzo	Abril
PRODUCTOS BLANCOS VALATILES(Galones @ 60 DF)					
GAS 90	193,620	-0.23%	-0.13%	0.07%	0.10%
Entregas		267,053	206,995	212,132	191,144
Variacion Mes		-614	-275	156	192
GAS 84	140,869	-0.05%	-0.31%	-0.16%	0.04%
Entregas		38,304	24,275	19,915	19,877
Variacion Mes		-21	-75	-31	8

TERMINAL SUPE		ETANOL	G 90
INVENTARIO DE CIERRE DE PETROPERÚ S.A		Barriles a	Barriles a
		60° F	60° F
Inventario de apertura		546	4,610
Despachos		4,651	49,994
Inventario de cierre CONTABLE		607	2,983
Variaciones según Coeficiente Uso		-13	-7
Variación Porcentual de acuerdo a Contrato		-0.25	-0.01


Elaboración: Propia

4.5.3. Adición de Operaciones

En el caso del cálculo realizado por el Operador, se observa en el gráfico N° 34 que se añade una columna denominada Total, en donde se hace una sumatoria por clase de producto (Blancos Volátiles) y de esa sumatoria se calcula recién el % de merma.

Las operaciones descritas anteriormente no están definidas en el Contrato RAD. La observación hecha esta resaltada de color amarillo.

Gráfico N° 34: Adición de Operaciones

	Cálculo de Porcentaje de merma del Usuario - Blancos Volátiles	Versión / Fecha: 01 / 01-04-16
		Rev: GOT

TERMINAL SUPE	ETANOL	G 90	G 84	TOTAL
INVENTARIO DE CIERRE DE PETROPERÚ S.A	Barriles a 60° F	Barriles a 60° F	Barriles a 60° F	Barriles a 60° F
Inventario de apertura	546	4,610	3,354	8,510
Despachos	4,651	49,994	4,976	59,621
Inventario de cierre CONTABLE	607	2,983	1,514	5,104
Variaciones según Coeficiente Uso	-13	-7	-29	-49
Variación Porcentual de acuerdo a Contrato	-0.25	-0.01	-0.39	-0.07

Elaboración: Propia

4.5.4. Comparación del % calculado

Continuando con el ejemplo de los productos blancos volátiles del terminal Supe, en el Cuadro N°14 se muestra el % de merma calculado por el Operador y el Usuario, cuyos resultados no varían cuando son calculados por producto. Además se muestra cuanto representa en barriles el porcentaje hallado

Cuadro N° 13: Porcentaje de Merma-Blancos volátiles

Item	Alcohol caburante (Etanol)	Gasohol 90	Gasohol 84	Total Absoluto
Petroperú(%)	-0.26	-0.01	-0.39	0.66
TP(%)	-0.25	-0.01	-0.39	0.65
Conversión a barriles	-13.36	-7.43	-29.05	49.83

Elaboración: Propia

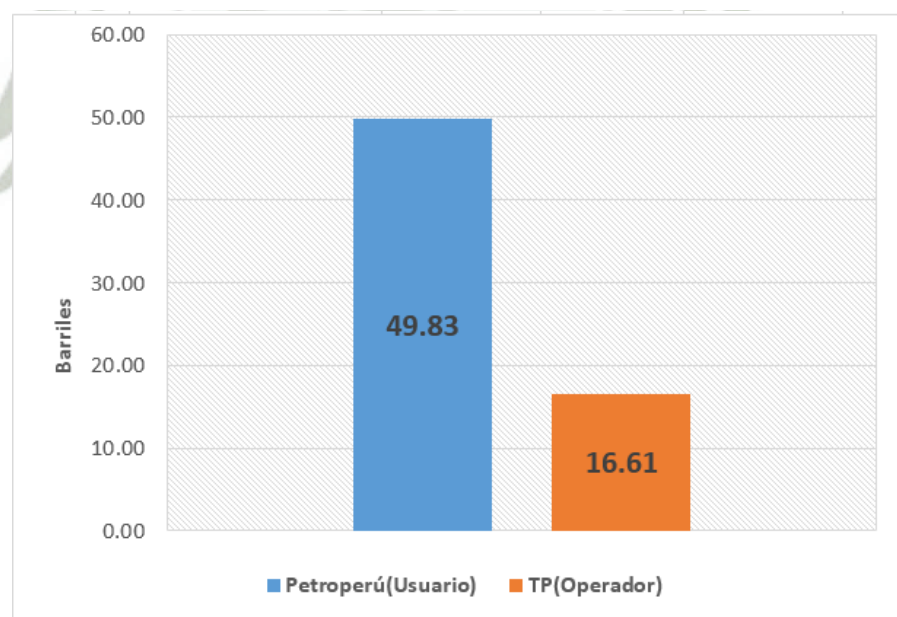
En el Cuadro N°15 se observa la cantidad total de merma en barriles, donde el Usuario suma las tres cantidades de cada producto, teniendo una merma de 49.83 barriles. Mientras que el Operador agrupa y asimila un promedio de los productos, obteniendo un resultado de 16.61 barriles que es menor al del Usuario y en porcentaje no sobrepasa el límite permitido. Lo expresado en el presente párrafo se plasma en el grafico N°35.

Cuadro N° 14: Porcentaje de Merma a Barriles

Entidad	% de merma	Barriles
Petroperú(Usuario)	0.661	49.83
TP(Operador)	0.220	16.61

Elaboración: Propia

Gráfico N° 35: Cantidad de Barriles considerado como mermas- Terminal Supe 2015



Elaboración: Propia

4.5.5. Análisis del hallazgo potencial: Adición de Operaciones

El hallazgo más significativo es cuando se añade operaciones no descritas dentro del Contrato RAD, la causa es la **diferente interpretación** del Operador y Usuario

en la definición de “**Productos**” dentro del Contrato RAD, ya que dicha palabra no muestra un mismo propósito en varios casos.

A continuación se mostrará en que partes del Contrato RAD se pretende dar una definición de “PRODUCTOS”:

- **Caso 1: Artículo Primero: Definiciones**

Gráfico N° 36: Definición de Producto

1.5. **Productos:** Derivados de hidrocarburos y otros productos similares /complementarios indicados en el Anexo B, que **EL OPERADOR** acuerda recepcionar, almacenar y despachar para **EL USUARIO**.

Fuente: Contrato RAD

Como se ve en la imagen anterior se tiene una definición de Productos dentro del artículo primero de cada Contrato RAD. Cabe resaltar que todos los Contratos RAD para cada terminal del Norte y Centro tienen la misma estructura.

En esa definición se menciona que los productos están indicados en un Anexo B, es decir es un anexo del Contrato RAD en el cual se nombra los productos que van hacer recepcionados, almacenados y despachados en cada uno de los 5 terminales.

- Caso 2: Anexo C del contrato RAD

Gráfico N° 37: Definición de Producto en el Anexo C

ANEXO C	
REGLAMENTO DE RECEPCIÓN, ALMACENAMIENTO, DESPACHO Y MEZCLA DE PRODUCTOS EN LA PLANTA DE ABASTECIMIENTO CHIMBOTE	
1. DEFINICIONES	
1.2. PRODUCTOS.-	Derivados de hidrocarburos y otros productos similares / complementarios, clasificados en:
1.2.1.	Gas Licuado de Petróleo (GLP).
1.2.2.	Blancos Volátiles: Gasolina 97, Gasolina 95, Gasolina 90, Gasolina 84, Alcohol Carburante, Gasolina de Aviación 100LL.
1.2.3.	Blancos no volátiles: Turbo Jet A-1, y Diesel N° 2 de diverso contenido de azufre, Diesel B5, Diesel B5 S50, Marine Gasoil y Biodiesel B100.
1.2.4.	Negros: Petróleo Industrial N°6, Petróleo Industrial N°500, Intermediate Fuel Oil (IFO's) y Asfaltos líquidos.

Fuente: Contrato RAD

En el gráfico anterior se observa que primero se define productos y de ahí se menciona la clasificación de los productos.

4.5.6. Descripción del hallazgo potencial

Visto ya el Caso 1 y el Caso 2, se destaca que el primero define productos y el segundo muestra una clasificación. En el caso N°2 “producto” estaría mal titulado. Lo que debería existir es una misma definición de “Producto” para ambos casos y colocar otro inciso denominado “clasificación de productos”.

El hecho que el operador realice operaciones extra en el cálculo de % de merma se debe a que en el inciso 9.6.7 del Contrato RAD hay un texto que por motivos explicativos de esta investigación se resaltó dentro recuadro amarillo (Gráfico N°38) el cual dice “para cada producto almacenado”, y es ahí que el operador considera “cada producto” como “clase de producto de acuerdo al Caso 2.

Gráfico N° 38: Inciso de análisis del contrato RAD

9.6. **EL OPERADOR** no responderá de los daños o perjuicios que pueda sufrir **EL USUARIO** como consecuencia de:

9.6.7. **Mermas de sus productos por evaporación, o por contracción, dilatación y/o desviación de los sistemas de medición, siempre que dichas mermas, para cada producto almacenado en la Planta de Abastecimiento de EL OPERADOR en un año calendario, no sobrepase de 1% en GLP, 0.3% en productos blancos volátiles y de 0.2% en productos blancos no volátiles y productos negros. El porcentaje de mermas de EL USUARIO será el que resulte de la siguiente ecuación:**

Fuente: Contrato RAD

4.6. Análisis Económico: Costo de Reposición

En esta sección se dará a conocer los costos de reposición de los años 2014 y 2015, se calcula desde el año 2014 ya que en ese año se da inicio al Contrato RAD. Cabe resaltar que estos montos hasta la fecha no han sido reconocidos por el Operador.

También se presentará el Estado de Situación Financiera del Usuario de los años 2014 y 2015, dónde se describirá la política de dos cuentas que están siendo afectadas.

4.6.1. Proceso de Cálculo de costos de Reposición

Para hallar el costo de reposición calculado por el Usuario, primeramente se convierte el % de merma excedido a volumen que en este caso el Usuario utilizó la unidad de galones. Seguidamente se determina el costo unitario que se extrae de la página web del Usuario y varía dependiendo del producto y la fecha. Seguidamente se calculan los siguientes criterios:

- ISC: Es el Impuesto Selectivo al Consumo que varía dependiendo del producto.
- Sub-Total: $\text{Volumen} * \text{Costo Unitario} + \text{ISC} * \text{Costo Unitario}$
- IGV: Es el impuesto General a las ventas que es el 18%
- Rodaje: Es un impuesto que aplica la tasa del 8% sobre el valor del producto
- FISE: Fondo de Inclusión Social Energético
- SISE: Sistema de Seguridad Energética
- TOTAL: $\text{Sub-Total} + \text{Sub-Total} * \text{IGV} + \text{Volumen} * \text{FISE} + \text{Volumen} * \text{SISE}$

Es necesario destacar que este proceso de cálculo es aplicable para cualquier producto. Además los términos (Rodaje, ISC, FISE y SISE) que se usaron en este proceso están explicados en el Capítulo II: Marco Referencial.

Lo descrito en el párrafo anterior será plasmado en el siguiente diagrama de flujo:

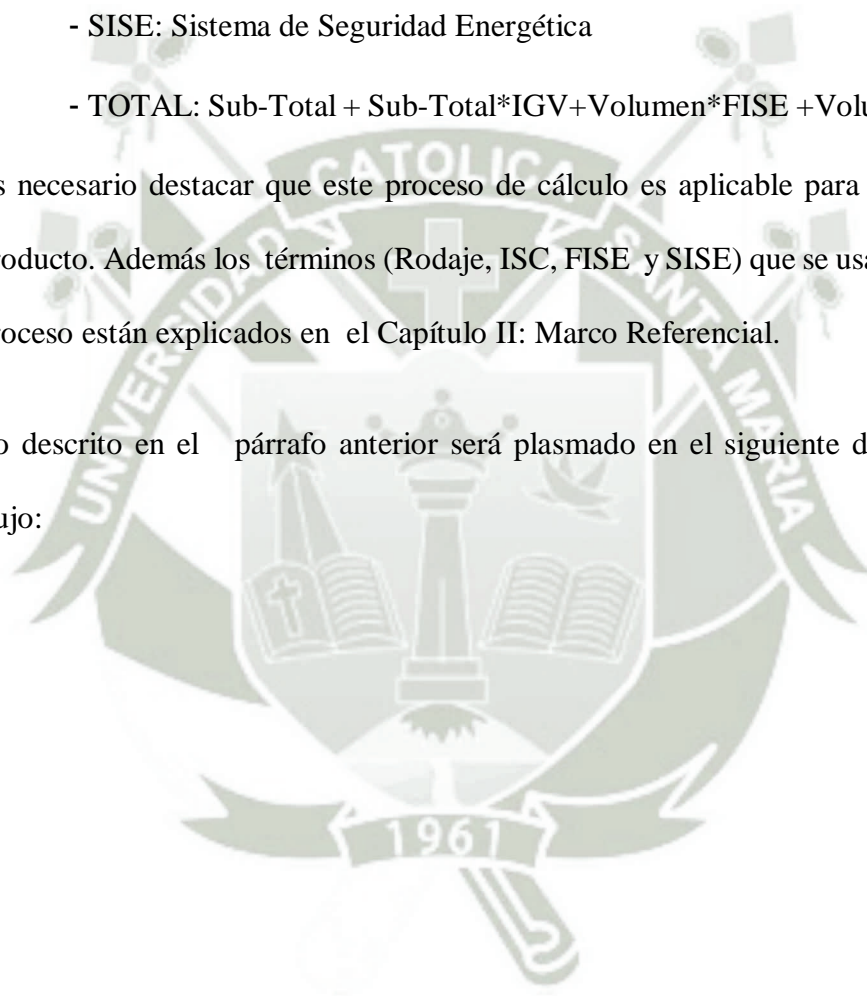
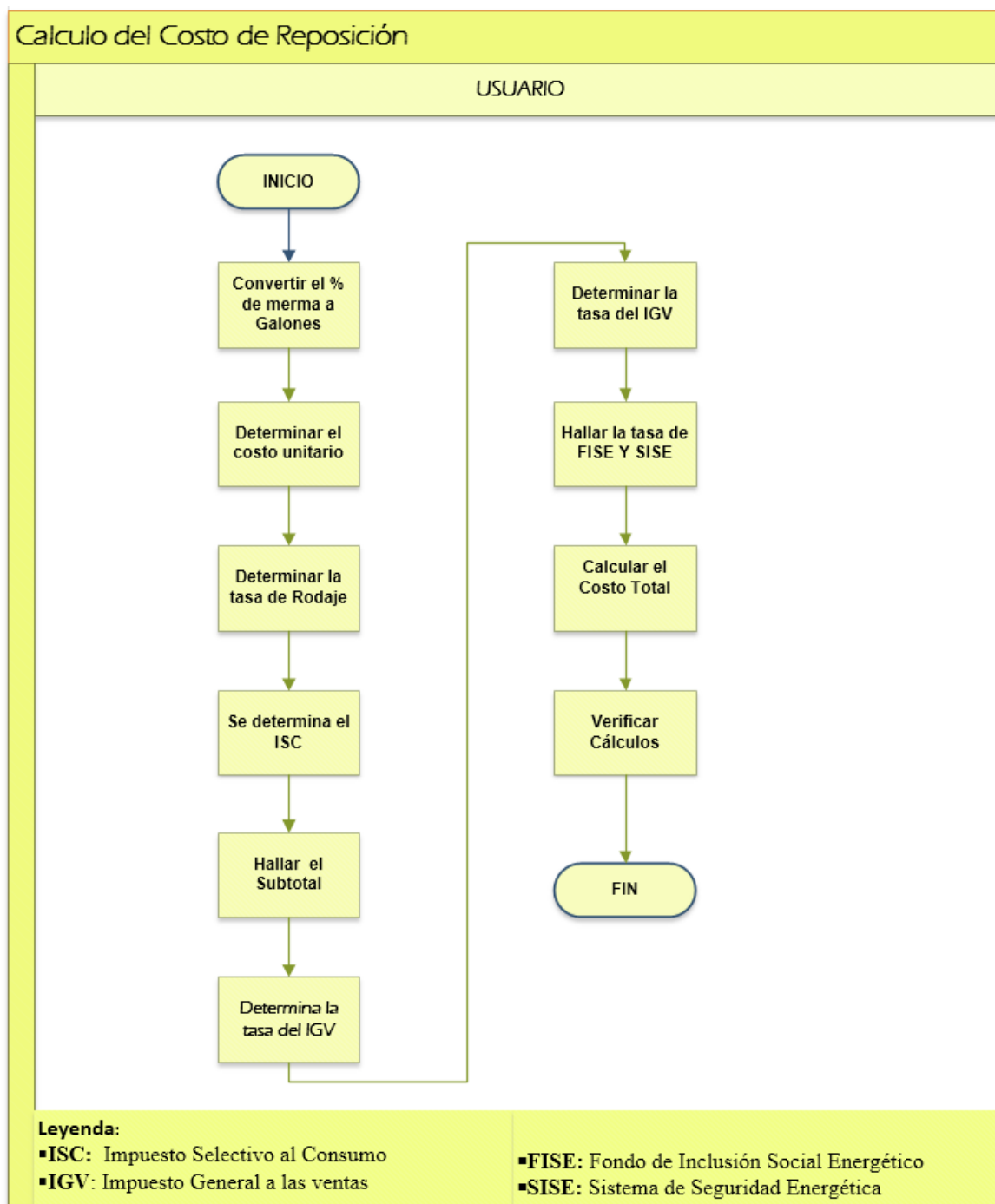


Gráfico N° 39: Proceso del Cálculo de Reposición



Elaboración: Propia

Ya explicado en los párrafos anteriores como es el cálculo del costo de Reposición, a continuación se presentan los Costos de Reposición para el año 2014 y 2015 en los cuadros N°16 y N° 17 respectivamente:

Cuadro N° 15: Costo de reposición año 2014

Año	Terminal	Producto	Volumen (Gln)	Costo unitario (Soles /Gln)	ISC (Soles /Gln)	Sub-Total (S/)	IGV (%)	FISE (Soles /Gln)	SISE (Soles /Gln)	TOTAL (Soles)
2014	Etén	Alcohol Carburante	489	6.6812	1.3362	3,920.51	0.18	0.00	0.00	4,626.20
2014	Callao	Gasolina de Aviación 100LL	675	11.1219	0.00	7,507.28	0.18	0.0808	0.0105	8,920.22
2014	Callao	Alcohol Carburante	2,079	6.6657	1.3331	16,629.51	0.18	0.00	0.00	19,622.82
COSTO TOTAL DE REPOSICIÓN 2014										33,169.24

Elaboración: Propia

Cuadro N° 16: Costo de reposición año 2015

Año	Terminal	Producto	Volumen (Gln)	Costo unitario (Soles /Gln)	Rodaje (Soles /Gln)	ISC (Soles /Gln)	Sub-Total (S/)	IGV (%)	FISE (Soles /Gln)	SISE (Soles /Gln)	TOTAL (Soles)
2015	Supe	Gas 84	289	3.3469	0.2678	0.93	1,313.42	0.18	0.0808	0.0105	1,576.22
2015	Callao	Gasolina de Aviación 100LL	3,040	11.1219	0.00	0.00	33,810.58	0.18	0.0808	0.0105	40,174.03
COSTO TOTAL DE REPOSICIÓN 2015											41,750.25

Elaboración: Propia

4.6.2. Política de cuentas involucradas con el costo de reposición

A continuación se describirá como es ejecutada las cuentas relacionadas con el costo de reposición de memas.

- **Efectivo y equivalentes al efectivo:** Comprende el efectivo disponible y los depósitos a la vista con vencimiento original de tres meses o menos.
- **Cuentas por cobrar comerciales:** Son aquellas cuentas cuyo vencimiento es menor a 12 meses contados desde la fecha de cierre de los estados financieros se reconocen inicialmente a su valor razonable y debido a que el efecto de su descuento es irrelevante, subsecuentemente se valorizan a su valor nominal, netas de la provisión para cuentas de cobranza dudosa.

Las cuentas por cobrar cuyo vencimiento es después de 12 meses contados a partir de la fecha del estado de situación financiera se reconocen inicialmente a su valor razonable y posteriormente a su costo amortizado usando el método de tasa de interés efectiva. La provisión por deterioro de las cuentas por cobrar comerciales se establece cuando existe evidencia objetiva de que la Empresa no podrá cobrar todos los montos vencidos de acuerdo con los términos originales de las cuentas por cobrar.

Las cuentas por cobrar comerciales están compuestas por diversas cuentas las cuales se presentan en el siguiente cuadro:

Cuadro N° 17: Cuentas por Cobrar Comerciales (miles de soles)

Cuentas	2015	2014
Distribuidores mayoristas	504,191	364,022
Fuerzas Armadas y Policía Nacional del Perú	84,895	118,498
Comercializadoras de combustible	53,202	55,925
Empresas petroleras	50,019	27,313
Negocios de aviación	27,659	38,648
Sector minero	25,663	23,219
Sector eléctrico	10,808	11,180
Mercado externo	2,114	26,043
Negocios marítimos	9,846	20,100
Sector construcción	7,935	8,652
Sector transporte	7,062	8,843
Sector pesquero	3,744	8
Sector industrial	2,204	4,492
Clientes varios	9,187	7,853
Cuentas de cobranza dudosa	21,497	21,361
Total	820,026	736,157
Menos – estimación de cobranza dudosa	21,497	21,361
Total Cuentas por cobrar	798,529	714,796

Elaboración: Propia

Fuente: Petroperú

Los saldos de las cuentas por cobrar comerciales corresponden a facturas denominadas en soles y en dólares estadounidenses, originadas principalmente por la venta de productos refinados. Las cuentas por cobrar a las Fuerzas Armadas y a la Policía Nacional del Perú tienen un vencimiento de 45 días. Las cuentas por cobrar a los distribuidores mayoristas y otros clientes su vencimiento son entre 7 y 45 días. Las cuentas por cobrar, de acuerdo con políticas internas de la Empresa están garantizadas con cartas fianza y con otros instrumentos del sistema financiero nacional de acuerdo con la Política de Créditos aprobada por el Directorio.

4.6.3. Influencia del Costo de Reposición en las Cuentas de cobranza dudosa

Los costos de reposición calculados anteriormente (Cuadro N°16 y N°17) debieron pagarse al finalizar los años 2014 y 2015 respectivamente. Sin embargo por presentar cálculos diferentes, el Operador no reconoce esos montos, lo que afecta el control económico del Usuario.

Los montos del cálculo, al no haber sido retribuidos al Usuario, pasan a la cuenta por cobranza dudosa. En el siguiente cuadro se ve el % que representa el monto del costo de reposición dentro de la cuenta, donde se destaca que el porcentaje es mayor en el año 2015 con respecto al año 2014.

Cuadro N° 18: Influencia del costo reposición en cuentas de cobranza dudosa.

	2014	2015
Costo de Reposición	33.17	41.75
Cuentas de cobranza dudosa	21,497	21,361
% de CR en Ccd	0.15%	0.20%

Elaboración: Propia

4.7. Análisis de necesidad de capacitación

Por motivos de auditoria operacional a la concesión de los terminales se programó diferentes entrevistas donde se abarcaron diferentes temas, de ello se extrajo toda la información relacionada al Contrato RAD destacando los aspectos de capacitación que ayuda al desempeño del personal.

Se entrevistó a siete personas entre Jefes, Supervisores Auxiliares de la Sub gerencia de Distribución y la Unidad Contratos de Operación. Estas áreas son las encargadas de gestionar el proceso de recepción, almacenamiento y despacho de combustible.

4.7.1. Sub Gerencia de Distribución

El personal entrevistado respondió lo siguiente:

- Dentro de la subgerencia se ha elaborado un plan de capacitación, respetando el plan de presupuesto de la gerencia. Sería beneficioso que planeamiento nos apruebe un mayor presupuesto para profundizar capacitaciones sobre los diferentes procesos que se ejecutan en la gerencia.
- En la sub gerencia se ha realizado una capacitación en administración de contratos de agenciamiento marítimo para el personal encargado.

Además se resalta la participación de un Auxiliar de abastecimiento, quien se encarga del cálculo de % de merma. El personal nos manifestó en términos similares lo siguiente: “Con temas relacionados al cobro de % de merma yo desconozco ya que esas funciones le corresponden a otras áreas. He sabido sobre el pago no realizado por el Operador con respecto al % de merma sobrepasado, sin embargo no estoy informado si se ha propuesto mejoras en ello, yo solo me encargo de verificar y calcular el % de merma sobrepasado en los terminales.

4.7.2. Unidad contratos de Operación

Los dos entrevistados manifestaron lo siguiente:

- Nuestra unidad ha estado rotando muy seguido de área, lo que no nos permite definir bien las funciones ni cumplir con las metas a nivel de área. Por ello no se ha definido un plan de capacitación adecuado que sería muy necesario.
- Las actividades se acumulan ya que son varios contratos que se tiene que atender y muchas veces se requiere el apoyo de otras áreas en temas legales y técnicos relacionadas directamente a un proceso.
- En esta unidad somos pocos ya que se carece de personal, con los que estamos nos distribuimos las actividades. Además que se nos dificulta cuando se tiene que viajar a resolver temas laborales en otras ciudades y no hay personal que atienda temas administrativos en oficina principal.
- Eventualmente se realizan capacitaciones durante el año que fortalecen las visitas técnicas o de supervisión a otros lugares.
- Con respecto al Contrato RAD, la unidad no tiene acceso para verificar los volúmenes despachados en ERP SAP, sin embargo esto puede ser conversable y proponer una capacitación a determinado personal.

4.8. Identificación de los principales problemas

Mediante el “Diagrama de Causa – Efecto”, conocido también como “Diagrama de Ishikawa”, se describirán las causas primarias y secundarias más resaltantes que originan la diferencia en el cálculo del % de merma.

Los factores que se tomaron en cuenta para la elaboración del diagrama son:

- **Método de cálculo de los miembros:** Se refiere a la forma en la que el Operador y el Usuario realizan el cálculo.
- **Contrato RAD:** Involucra las observaciones más resaltantes del Contrato con respecto al cálculo de merma.
- **Personal involucrado:** Se entiende como la situación laboral que lleva el Operador y el Usuario con respecto al cálculo de merma del Contrato RAD
- **Conocimiento:** Se refiere a las capacitaciones del personal de Petroperú (Usuario) que involucre temas sobre el proceso de recepción, almacenamiento y despacho de productos.

Cada factor ya mencionado, contiene causas secundarias las cuales se describen a continuación:

1. Método de cálculo de los miembros

- 1.1. Añaden operaciones injustificadas al cálculo:** Se refiere al Operador que agrupa por tipo de productos y de ello recién realiza el cálculo de % de merma, lo cual no sobrepasa el % de merma permitido.

1.2.No existe un procedimiento estandarizado: El Operador y el usuario realizan de manera diferente el cálculo de % de merma obteniendo al final diferentes resultados

1.3.No cumplen con la terminología de la fórmula para el cálculo: Dentro del Contrato RAD se ha propuesto una formula, el Operador y el Usuario emplean algunos términos diferentes a lo que dispone el Contrato RAD.

1.4.Emplean unidades diferentes: La unidad con al que el Operador presenta los cálculos es Barriles y el Usuario utiliza Galones, por lo que no hay uniformidad.

1.5.Datos numéricos diferentes: Al comparar los datos hay algunos que al hacer la conversión de galones a barriles, estos no son similares. Por lo que existen datos erróneos por alguna de las partes que deben ser analizados.

También involucra a los errores que se tiene por las incertidumbres en las mediciones o fallos con los instrumentos de medición, durante el proceso RAD.

2. Contrato RAD

2.1. No es conciso en algunos términos: Dentro del contrato existen términos que son mal interpretados .Esta causa presenta un análisis más amplio en el punto 4.5.6. “Descripción del hallazgo potencial” de la presente investigación.

2.2. No posee indicadores de medición y control: El contrato RAD no presenta indicadores de control para los diferentes procesos que involucra. Donde uno de ellos es la gestión de las variaciones del producto.

2.3. Falta una revisión más profunda de las Bases: Al plantear el cálculo de mermas, se debió revisar a más detalle las bases en la parte de: “Derechos y obligaciones para las partes”.

3. Personal involucrado

3.1.No hay una comunicación adecuada entre el Operador y el Usuario: EL Operador y el Usuario no llegan a un acuerdo mutuo para resolver problemas. EL operador no entrega la información suficiente como por ejemplo los datos de stock de tanques que comparte con otros clientes.

3.2.Personal de Petroperú con muchas actividades encargadas: El personal a cargo de la gestión del contrato RAD, tiene que administrar otros contratos a parte de este por lo que no llegan a cumplir con todas sus actividades.

3.3.Diferente Interpretación del contrato RAD: Involucra al Operador y al Usuario que para el cálculo del % de merma interpreta de manera distinta algunos términos del Contrato que no son bien precisos en su definición

4. Conocimiento

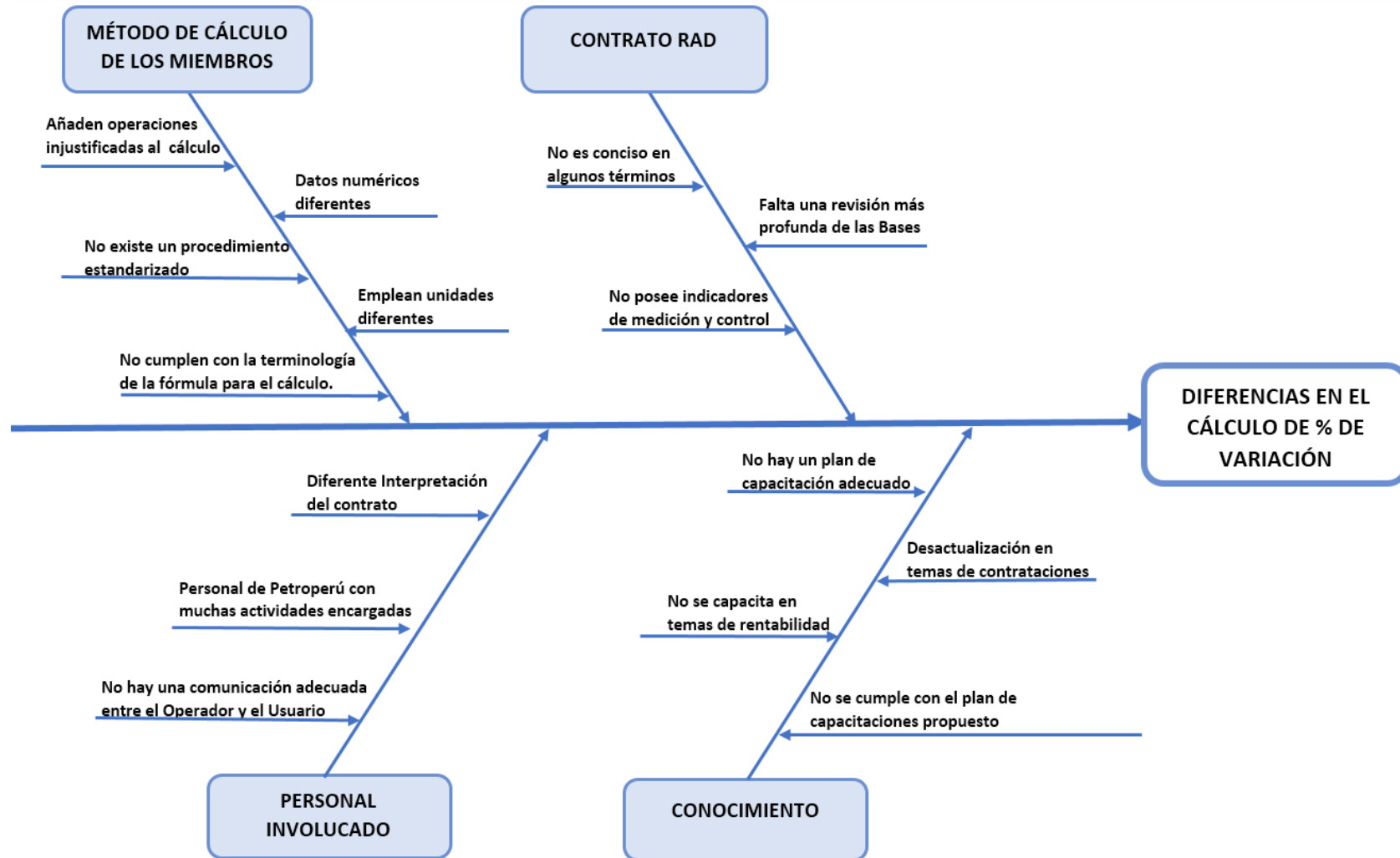
4.1.No hay un plan de capacitación adecuado: La Subgerencia de Distribución no presenta un plan de capacitación adecuado que abarque temas relacionados a las actividades que el área realiza, donde el personal este actualizado y desempeñe mejor su trabajo.

4.2.No se cumple con el plan de capacitaciones propuesto: El plan de capacitación propuesto para esta subgerencia, no se cumple en un 100% debido a la falta de presupuesto, disponibilidad de tiempo, etc.

4.3.Desactualización en temas de contrataciones La actualización en temas de Contrataciones debe ser constante, debido a que la ley para empresas del Estado ha ido actualizándose varias veces. Además es importante que el personal a cargo sepa afrontar diferentes situaciones contractuales de la mejor manera.

4.4.No se capacita en temas de rentabilidad: Se ha notado debido a las entrevistas que cierto personal trabaja solo cumpliendo con sus actividades básicas, sin tener una motivación dirigida al progreso de la empresa. Es el caso del cálculo del % de merma donde se ve el desinterés y falta de apoyo para que la empresa pueda recuperar justamente el monto monetario de los productos perdidos por el Operador.

Gráfico N° 40: Diagrama de Ishikawa-Diferencias en el cálculo de % de variación



Elaboración: Propia

4.8.1. Matriz semi-cuantitativa

La matriz semi-cuantitativa es una herramienta que nos ayudara a tomar decisiones utilizando criterios ponderados y comparativos, la utilizaremos para encontrar las causas más resaltantes que influyen en la problemática de la presente investigación.

Las causas que se evaluarán son 15 (cuadro N° 20) y provienen del análisis de la investigación y el diagrama de Ishikawa. La ponderación que se utilizará para determinar el nivel de importancia va de 1 a 4, como se puede observar en el cuadro N° 21.

Cuadro N° 19: Cuadro de causas a evaluar

N° Causa	Causas a evaluar
C 01	Añaden operaciones injustificadas al cálculo
C 02	No existe un procedimiento estandarizado
C 03	No cumplen con la terminología de la fórmula para el cálculo
C 04	Emplean unidades diferentes
C 05	Datos numéricos diferentes
C 06	No es conciso en algunos términos
C 07	No posee indicadores de medición y control
C 08	Falta una revisión más profunda de las Bases
C 09	No hay una comunicación adecuada entre el Operador y el Usuario.
C 10	Personal de Petroperú con muchas actividades encargadas
C 11	Diferente Interpretación del contrato RAD
C 12	No hay un plan de capacitación adecuado
C 13	No se cumple con el plan de capacitaciones propuesto
C 14	Desactualización en temas de contrataciones
C 15	No se capacita en temas de rentabilidad

Elaboración: Propia

Cuadro N° 20: Ponderación de Importancia

Grado de Importancia	Valor
No es relevante	1
Regular	2
Importante	3
Muy Importante	4

Elaboración: Propia

Para poder desarrollar la matriz semi-cuantitativa, primeramente se evalúa la importancia de cada causa comparándola con las demás, de acuerdo al cuadro de ponderación. Seguidamente se suma todos los valores de cada causa. Finalmente se halla el porcentaje que representa cada causa con respecto al valor total.

Cuadro N° 21: Matriz semi-cuantitativa de Causas

C1	C2	C3	C4	C5	C6	C7	C8	C9	C10	C11	C12	C13	C14	C15	Causa	Suma	(%)
C1	C2 4	C1 3	C1 2	C5 3	C6 4	C1 3	C1 3	C1 3	C10 2	C11 4	C12 3	C1 3	C1 2	C1 2	C1	23	8%
	C2	C2 4	C2 3	C2 3	C6 4	C2 3	C8 2	C2 3	C10 2	C11 3	C2 3	C13 4	C2 3	C2 3	C2	29	10%
		C3	C3 2	C5 2	C6 3	C3 3	C8 3	C9 3	C10 2	C11 2	C3 3	C13 3	C14 2	C3 2	C3	10	3%
	C4		C5 2	C4 3	C4 2	C8 3	C9 3	C4 2	C11 3	C12 2	C13 2	C4 3	C15 2	C4	10	3%	
		C5	C5 3	C5 2	C8 3	C9 3	C10 2	C11 3	C12 3	C5 2	C14 3	C5 2	C5	14	5%		
	C6		C6 3	C8 3	C6 4	C10 3	C6 3	C6 2	C6 2	C14 3	C6 3	C6	28	10%			
		C7	C8 3	C7 3	C7 2	C11 4	C12 3	C7 2	C14 3	C15 3	C7	7	2%				
	C8		C9 2	C10 3	C8 4	C12 3	C8 4	C8 3	C15 3	C8	28	10%					
		C9	C9 3	C11 3	C9 2	C9 2	C14 3	C9 1	C9	19	7%						
	C10		C11 4	C10 3	C10 2	C14 3	C10 2	C10	21	7%							
		C11	C11 4	C11 3	C14 3	C11 3	C11	36	13%								
	C12		C12 4	C14 3	C12 3	C12	21	7%									
		C13	C14 3	C13 2	C13	11	4%										
	C14		C14 4	C14	24	8%											
		C15	C15	7	2%												
TOTAL															288	100%	

Elaboración: Propia

4.8.2. Diagrama Pareto

El Análisis de Pareto es una técnica que separa los “pocos vitales” de los “muchos triviales”. Una gráfica de Pareto es utilizada para separar gráficamente los aspectos significativos de un problema desde los triviales de manera que un equipo sepa dónde dirigir sus esfuerzos para mejorar.

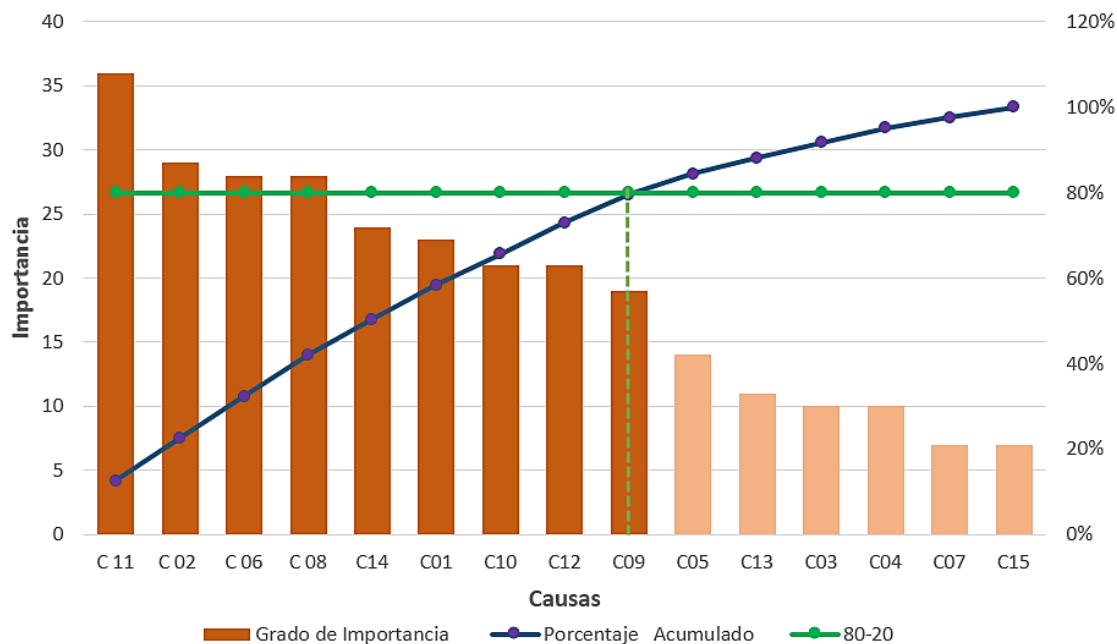
Para el desarrollo de nuestro diagrama, primeramente se ordenó de mayor a menor las causas de acuerdo al resultado que se obtuvo en el diagrama semi-cuantitativo. Seguidamente se halló el porcentaje acumulado y finalmente se realizó el diagrama Pareto.

Cuadro N° 22: Elaboración del Pareto

Causas	Grado de Importancia	Porcentaje	Porcentaje Acumulado
C 11 Diferente Interpretación del contrato RAD	36	13%	13%
C 02 No existe un procedimiento estandarizado	29	10%	23%
C 06 No es conciso en algunos términos	28	10%	32%
C 08 Falta una revisión más profunda de las Bases	28	10%	42%
C14 Desactualización en temas de contrataciones	24	8%	50%
C01 Añaden operaciones injustificadas al cálculo	23	8%	58%
C10 Personal de Petroperú con muchas actividades encargadas	21	7%	66%
C12 No hay un plan de capacitación adecuado	21	7%	73%
C09 No hay una comunicación adecuada entre el Operador y el Usuario.	19	7%	80%
C05 Datos numéricos diferentes	14	5%	84%
C13 No se cumple con el plan de capacitaciones propuesto	11	4%	88%
C03 No cumplen con la terminología de la fórmula para el cálculo	10	3%	92%
C04 Emplean unidades diferentes	10	3%	95%
C07 No posee indicadores de medición y control	7	2%	98%
C15 No se capacita en temas de rentabilidad	7	2%	100%
Total	288	1	-

Elaboración: Propia

Gráfico N° 41: Diagrama Pareto de Causas



Elaboración: Propia

Como resultado del diagrama, para nuestra investigación nuestras causas triviales a las que debemos centrarnos son las siguientes:

- C 11: Diferente Interpretación del contrato RAD
- C 02: No existe un procedimiento estandarizado
- C 06: No es conciso en algunos términos
- C 08: Falta una revisión más profunda de las Bases
- C 14: Desactualización en temas de contrataciones
- C 01: Añaden operaciones injustificadas al cálculo
- C 10 Personal de Petroperú con muchas actividades encargadas
- C 12 No hay un plan de capacitación adecuado
- C 09 No hay una comunicación adecuada entre el Operador y el Usuario.

Capítulo 5: Propuesta de Mejora



Del análisis realizado en el capítulo anterior a los diferentes ámbitos que involucra la investigación, en este capítulo se plantearon tres propuestas de mejora los cuales serán detallados a continuación:

5.1. Propuesta de modificaciones en el Contrato RAD

De los hallazgos encontrados en la presente investigación relacionados con la estructura y terminología del Contrato RAD las propuestas son:

5.1.1. Incluir nueva definición de Barril:

En el Contrato RAD en la cláusula de “Definiciones” se va a colocar la definición de “Barril” y aclarar que es la unidad que se va usar para todo tipo de documento, informe o reporte. Ello con el fin de evitar variabilidad en cantidades.

5.1.2. Cambio de palabra

En el Anexo C del Contrato RAD en la cláusula: Responsabilidad del Operador, se modificará el término “% de merma “por” % de variación” ya que en los datos que se presentaban como mermas también se tenían cantidades positivas y ello no es correcto. Por tal motivo el término más adecuado sería “Variaciones” ya que ello involucra tener datos de mediciones positivas y negativas.

5.1.3. Modificación de definiciones

Para aclarar la interpretación en la definición de productos en el punto 4.5.5 “Análisis del hallazgo potencial” de la presente investigación. Se tendrá una definición independiente para “Producto” y “Clase de productos” expresada en dos

partes del contrato RAD: i) Artículo Primero: Definiciones, ii) Anexo C del contrato RAD. Las definiciones propuestas son:

5.1.3.1. Producto:

Derivado de un hidrocarburo u otro producto similar o complementario. Son considerados productos: Glp, Gasohol 97, Gasohol 95, Gasohol 90, Gasohol 84, Alcohol Carburante, Gasolina de Aviación 100LL, Turbo Jet A-1, Diésel B5, Marine Gas Oil (MGO), Biodiesel B100, Diésel ULSD, Petróleo Industrial N°6, Petróleo Industrial N°500, IFO 380, Asfaltos líquidos.

5.1.3.2. Clase de productos:

Derivados de hidrocarburos y otros productos similares / complementarios, clasificados en:

- Gas Licuado de Petróleo (GLP).
- Blancos Volátiles: Gasolina 97, Gasolina 95, Gasolina 90, Gasolina 84, Alcohol Carburante, Gasolina de Aviación 100LL.
- Blancos no volátiles: Turbo Jet A-1, y Diesel N° 2 de diverso contenido de azufre, Diesel B5, Diesel B5 S50, Marine Gasoil y Biodiesel B100.
- Negros: Petróleo Industrial N°6, Petróleo Industrial N°500, Intermedíate Fuel Oil (IFO's) y Asfaltos líquidos.

5.2. Propuesta de Procedimiento

Esta propuesta de mejora consiste en desarrollar un procedimiento estandarizado para el Operador y el Usuario en cálculo de % de variación de productos derivados de hidrocarburos acompañado de un formato que permitirá que el Contrato RAD se ejecute

eficientemente Además de evitar que el Usuario tenga problemas económicas por pérdidas de productos no reconocidas por el Operador.

5.2.1. Método de aplicación de la propuesta de Procedimiento

La propuesta de Procedimiento se aplicará mediante una adenda al Contrato RAD en el cual se incluirá la modificación de algunas cláusulas y la incorporación de un nuevo Anexo. En dicho anexo se incluye un procedimiento para el cálculo de % de variación en productos derivados de hidrocarburos y un formato para la aplicación del cálculo.

Cabe resaltar que la aplicación de una adenda tiene como objeto alcanzar un eficiente desempeño y cumplimiento adecuado del Contrato RAD. El modelo de procedimiento es el siguiente: Cambio de palabra

5.2.2. Fórmula de la propuesta

En la fórmula de la propuesta se usará el termino: “variación” en vez de: ”merma”, debido a que en los terminales se presentan datos positivos y negativos, por lo que este término sería el más apropiado.

		CÓDIGO PA7-COM-630
SUB GERENCIA DISTRIBUCIÓN	MANUAL DE PROCEDIMIENTOS DE PETROPERÚ S.A. PROCEDIMIENTO PARA EL CALCULO DEL % DE VARIACIÓN EN TERMINALES	PROCEDIMIENTO Versión: v.01 Página:1 de 11

I. OBJETIVO

Establecer el procedimiento para el cálculo de % de variación en los terminales de abastecimiento que están sujetos bajo el contrato R.A.D.

II. BASE NORMATIVA

Contratos de servicio de recepción, almacenamiento y despacho de productos derivados de hidrocarburos en los terminales de Eten, Salaverry, Supe, Chimbote y Callao.

Manual de Organización y funciones de la Sub Gerencia de Distribución.

Decreto Supremo N° 03: Glosario, Siglas y Abreviaturas del Subsector Hidrocarburos, 2002.

III. ALCANCE Y RESPONSABILIDAD

Aplicable a los terminales del Norte y Centro del Perú bajo contrato de recepción, almacenamiento y despacho de productos derivados de hidrocarburos.

La administración efectiva y el cumplimiento del presente procedimiento corresponden a la Jefatura Plantas de Abastecimiento la unidad Contratos de Operación.

El formato para el cálculo del % de variación debe ser utilizado por el Operador y el Usuario.

Las responsabilidades se describen según la siguiente tabla:

PETROPERU		CÓDIGO PA7-COM-630
SUB GERENCIA DISTRIBUCIÓN	MANUAL DE PROCEDIMIENTOS DE PETROPERÚ S.A. PROCEDIMIENTO PARA EL CALCULO DEL % DE VARIACIÓN EN TERMINALES	PROCEDIMIENTO Versión: v.01 Página:2 de 11

Responsables	Funciones
Auxiliar 1	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Calculo del % de variaciones en los Terminales ▪ Análisis de variaciones en Buques Tanque y transporte terrestre correspondiente a Planta y Terminales.
Operador	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Lleva el control del producto almacenado por Petroperú S.A. de acuerdo al Contrato RAD ▪ Pagar el costo de reposición por el % de merma sobrepasado dependiendo del producto.
Supervisor 1	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Asegurar que el operador presente oportunamente los reportes de los productos recepcionados y despachados. ▪ Verificar que los valores y cantidades de los reportes mensuales sean correctos, después emitir su conformidad y autorizar el envío.
Jefatura de Plantas de Abastecimiento	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Encargado de la recepción de combustibles, almacenamiento, despacho y facturación de los productos comercializados.


IV. DEFINICIONES

Auxiliar 1: Personal de Petroperú (Usuario) que labora en la subgerencia de distribución, encargado del cálculo de las variaciones de productos en los terminales.

Barril: Barril (bl) es la unidad de medida de capacidad de los Hidrocarburos Líquidos, que consiste en cuarenta y dos (42) galones de los Estados Unidos de América, corregidos a una temperatura de 15,55°C (60°F), a presión del nivel del mar, sin agua, barro u otros sedimentos

Clase de productos: Derivados de hidrocarburos y otros productos similares / complementarios, clasificados en:

- Gas Licuado de Petróleo (GLP).
- Blancos Volátiles: Gasolina 97, Gasolina 95, Gasolina 90, Gasolina 84, Alcohol Carburante, Gasolina de Aviación 100LL.

		CÓDIGO PA7-COM-630
SUB GERENCIA DISTRIBUCIÓN	MANUAL DE PROCEDIMIENTOS DE PETROPERÚ S.A.	PROCEDIMIENTO Versión: v.01 Página:3 de 11
	PROCEDIMIENTO PARA EL CALCULO DEL % DE VARIACIÓN EN TERMINALES	

- Blancos no volátiles: Turbo Jet A-1, y Diesel N° 2 de diverso contenido de azufre, Diesel B5, Diesel B5 S50, Marine Gasoil y Biodiesel B100.
- Negros: Petróleo Industrial N°6, Petróleo Industrial N°500, Intermediata Fuel Oil (IFO's) y Asfaltos líquidos.

Contrato RAD: Contrato de servicio de recepción, almacenamiento y despacho de productos derivados de hidrocarburos celebrado entre el Usuario y el Operador.

Operador: Postor ganador que ha suscrito el Contrato RAD encargado de la gestión de los terminales.

Producto: Derivado de un hidrocarburo u otro producto similar o complementario. Son considerados productos: Glp, Gasohol 97, Gasohol 95, Gasohol 90, Gasohol 84, Alcohol Carburante, Gasolina de Aviación 100LL, Turbo Jet A-1, Diésel B5, Marine Gas Oil (MGO), Biodiesel B100, Diésel ULSD, Petróleo Industrial N°6, Petróleo Industrial N°500, IFO 380, Asfaltos líquidos.

Productos Blancos: Son productos del extremo alto del proceso de destilación

Productos negros: Son productos del extremo bajo (o pesado) del proceso de destilación.

Supervisor 1: Personal de Petroperú que labora en los Terminales, encargado de supervisar y verificar que el Operador ejecute correctamente sus labores.

Volatilidad: Son compuestos orgánicos que se evaporan rápidamente a la atmósfera.

		CÓDIGO PA7-COM-630
SUB GERENCIA DISTRIBUCIÓN	MANUAL DE PROCEDIMIENTOS DE PETROPERÚ S.A.	PROCEDIMIENTO Versión: v.01 Página:4 de 11
	PROCEDIMIENTO PARA EL CALCULO DEL % DE VARIACIÓN EN TERMINALES	

Variación: Cambio de valor de una magnitud o de una cantidad. Cambio o alteración que hace que algo o alguien sea diferente, en algún aspecto, de lo que antes era.

V. PROCEDIMIENTO

Operador

1. Envía mensualmente los reportes de los despachos y las variaciones de cada producto en cada terminal.

Supervisor 1


2. Revisa que las cantidades enviadas sean las correctas y valida el envío.

Auxiliar 1

3. Recolecta del sistema SAP la información necesaria de los productos almacenados y despachados por el Operador en los terminales del norte y centro.
4. Traslada los datos necesarios a una tabla en Excel.
5. Realiza el cálculo de % de variación en los terminales utilizando el Formato correspondiente. Dicho formato consta de 04 partes el cual se debe realizar para todos los productos de cada terminal y será completado de la siguiente manera:

- **Punto1: Datos generales**

Se ubica dentro del formato en el punto 1 “Datos generales” y comienza a completar los datos. Primeramente seleccionará al Terminal que se está refiriendo los cuales son: Eten, Salaverry, Supe Chimbote y Callao.

		CÓDIGO PA7-COM-630
SUB GERENCIA DISTRIBUCIÓN	MANUAL DE PROCEDIMIENTOS DE PETROPERÚ S.A.	PROCEDIMIENTO Versión: v.01 Página:5 de 11
	PROCEDIMIENTO PARA EL CALCULO DEL % DE VARIACIÓN EN TERMINALES	

La unidad de medida por defecto saldrá en Barriles de acuerdo con el Decreto Supremo N° 032

Dentro de clase de producto se selecciona una de las siguientes opciones: Glp, Blancos Volátiles, Blancos no Volátiles y Productos Negros.

En % de Merma límite se debe colocar 0.1 para Glp, 0.2 para productos blancos no volátiles y productos negros y en el caso sean productos blancos volátiles se debe colocar 0.3.


En la siguiente celda se seleccionará el producto que se va a calcular. Se mostrará una lista de productos dependiendo de la clase de producto seleccionada anteriormente.

- **Punto N°2: Datos del producto**

Se prosigue a pasar al punto N° 2 del formato “Datos del producto”, en esta sección el encargado actualiza los despachos y las mermas mensuales con los datos extraídos del sistema SAP. En el formato de manera automática sale el total de los despachos y variaciones realizadas en un año.

- **Punto N°3: Cálculo del % de variación**

En el punto N° 3 del formato “Cálculo del % de merma” se actualiza el Stock Físico Inicial (SFI_u) y el Stock Físico Final (SFC_u) con los

PETROPERU 		CÓDIGO PA7-COM-630
SUB GERENCIA DISTRIBUCIÓN	MANUAL DE PROCEDIMIENTOS DE PETROPERÚ S.A.	PROCEDIMIENTO Versión: v.01 Página:6 de 11
	PROCEDIMIENTO PARA EL CALCULO DEL % DE VARIACIÓN EN TERMINALES	


datos del sistema SAP. La variación anual y el despacho anual se completan automáticamente ya que los datos ya fueron hallados en el punto anterior y dichas celdas ya están direccionadas en el formato. Finalmente en esta sección se calcula el % de variación que se calcula automáticamente debido a que el formato ya está programado. La fórmula que se aplica es:

$$\% \text{ Variación} = \frac{\text{Variación Anual} \times 100}{(\text{SFI}_U + \text{SFC}_U) / 2 + E_u}$$

- **Punto N°4: Análisis del Cálculo**

En la sección N°4 Análisis del Cálculo, la primera celda “excede el límite” se completa con SI o NO dependiendo del resultado anterior y la segunda celda” Cantidad de exceso” nos muestra el volumen excedido. Los dos recuadros son calculados automáticamente por el formato y dependen del cálculo de % de variación.

6. Se prosigue a identificar que productos han sobrepasado el % límite
 7. Se calcula el costo de reposición de los productos que han sobrepasado el % permitido en un año.
 8. Elabora una carta dirigida al Operador, adjuntado los cálculos del % de variación y el costo de reposición para su revisión y su pronta conformidad.
- Este documento también es enviado con copia Jefe de plantas de

PETROPERU 		CÓDIGO PA7-COM-630
SUB GERENCIA DISTRIBUCIÓN	MANUAL DE PROCEDIMIENTOS DE PETROPERÚ S.A.	PROCEDIMIENTO Versión: v.01 Página:7 de 11
	PROCEDIMIENTO PARA EL CALCULO DEL % DE VARIACIÓN EN TERMINALES	

Abastecimiento con el fin de reportar la situación de las variaciones de productos en los terminales.

Operador

9. Recepciona y revisa la carta con los cálculos del Usuario. Si los cálculos son correctos, el Operador envía su conformidad. En el caso encuentre algún error, el operador envía al Usuario sus propios cálculos para su revisión.

Auxiliar 1

10. Recepciona la respuesta del Operador. En el caso el Operador este conforme con los cálculos enviados, se le comunica a la Jefatura de Plantas de Abastecimiento para que emita la factura correspondiente. En el caso que el Operador no este conforme se prosigue a revisar que los datos usados sean los correctos y que los cálculos del Operador estén realizados de acuerdo al contrato y al formato correspondiente.
11. Se corrigen los errores correspondientes y se le comunica a la Jefatura de Plantas de Abastecimiento para que emita la factura correspondiente.

Jefatura de Plantas de Abastecimiento

12. Emite la factura correspondiente

PETROPERU		CÓDIGO PA7-COM-630
SUB GERENCIA DISTRIBUCIÓN	MANUAL DE PROCEDIMIENTOS DE PETROPERÚ S.A. PROCEDIMIENTO PARA EL CALCULO DEL % DE VARIACIÓN EN TERMINALES	PROCEDIMIENTO Versión: v.01 Página:8 de 11

VI. FORMATOS

Gráfico N° 42: Formato de la propuesta

PETROPERU **FORMATO PARA EL CÁLCULO DE % DE VARIACIÓN EN TERMINALES 2017**

1) Datos generales			3) Cálculo del % de variación	
Terminal			Stock Físico Inicial (SFlu)	
Unidad de Medida			Stock Físico Final (SFCu)	
Tipo de producto			Merma Anual	
% de Merma límite			Despacho Anual (Eu)	
Producto			% de Variación	
2) Datos del producto			4) Análisis del Cálculo	
Mes	Despachos	Variación	Excede el límite	
Enero			Cantidad de exceso	-
Febrero				
Marzo				
Abril				
Mayo				
Junio				
Julio				
Agosto				
Septiembre				
Octubre				
Noviembre				
Diciembre				
TOTAL				

Elaboración: Propia

Gráfico N° 43: Modelo del Formato Propuesto

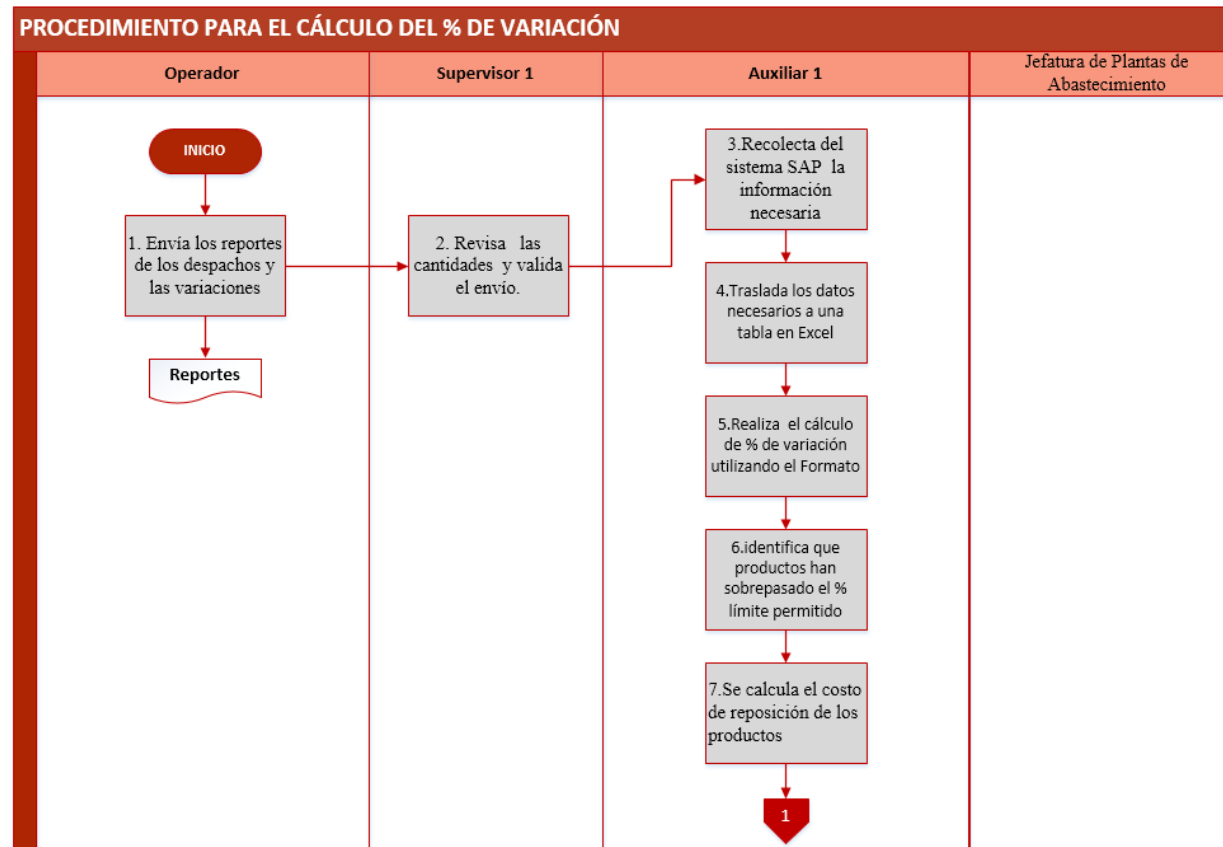
PETROPERU **FORMATO PARA EL CÁLCULO DE % DE VARIACIÓN EN TERMINALES 2017**

1) Datos generales			3) Cálculo del % de variación	
Terminal	Eten		Stock Físico Inicial (SFlu)	102,980
Unidad de Medida	Barriles a 60 DF		Stock Físico Final (SFCu)	211,899
Tipo de producto	Blancos_Volátiles		Merma Anual	564
% de Merma límite	0.3		Despacho Anual (Eu)	5,752,207
Producto	Gasohol 90		% de Variación	0.01
2) Datos del producto			4) Análisis del Cálculo	
Mes	Despachos	Variación	Excede el límite	NO
Enero	643,635	583	Cantidad de exceso	-
Febrero	608,274	-196		
Marzo	444,791	513		
Abril	590,474	600		
Mayo	312,447	225		
Junio	631,640	-860		
Julio	482,827	-380		
Agosto	342,079	229		
Septiembre	397,509	526		
Octubre	285,757	-103		
Noviembre	387,690	180		
Diciembre	625,084	-753		
TOTAL	5,752,207	564		

Elaboración: Propia

VII. FLUJOGRAMA

Gráfico N° 44: Procedimiento propuesto para el cálculo de % de Variación (Parte I)



Elaboración: Propia


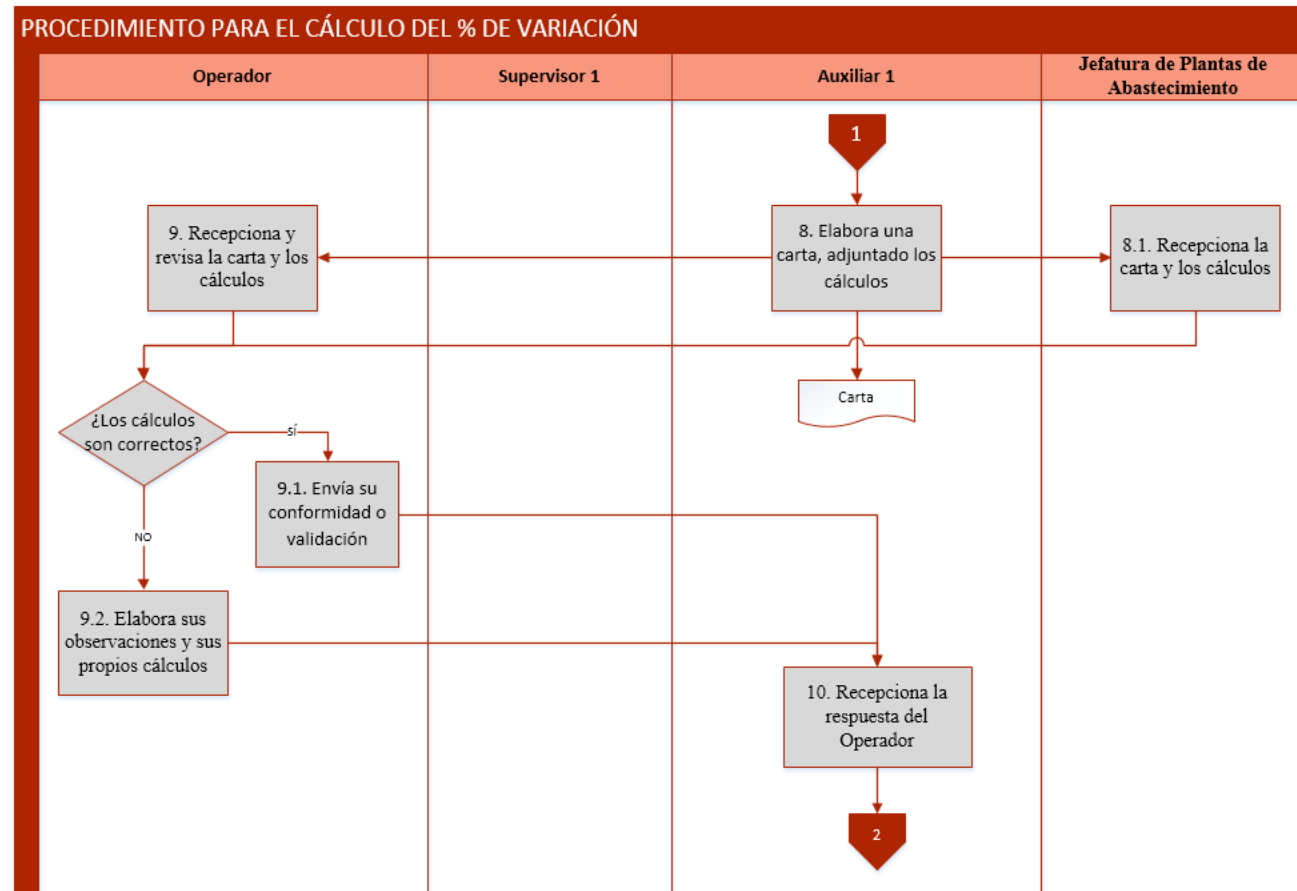
PETROPERU 		CÓDIGO PA7-COM-630
SUB GERENCIA DISTRIBUCIÓN	MANUAL DE PROCEDIMIENTOS DE PETROPERÚ S.A.	
	PROCEDIMIENTO PARA EL CALCULO DEL % DE VARIACIÓN EN TERMINALES	
		PROCEDIMIENTO Versión: v.01 Página:10 de 11

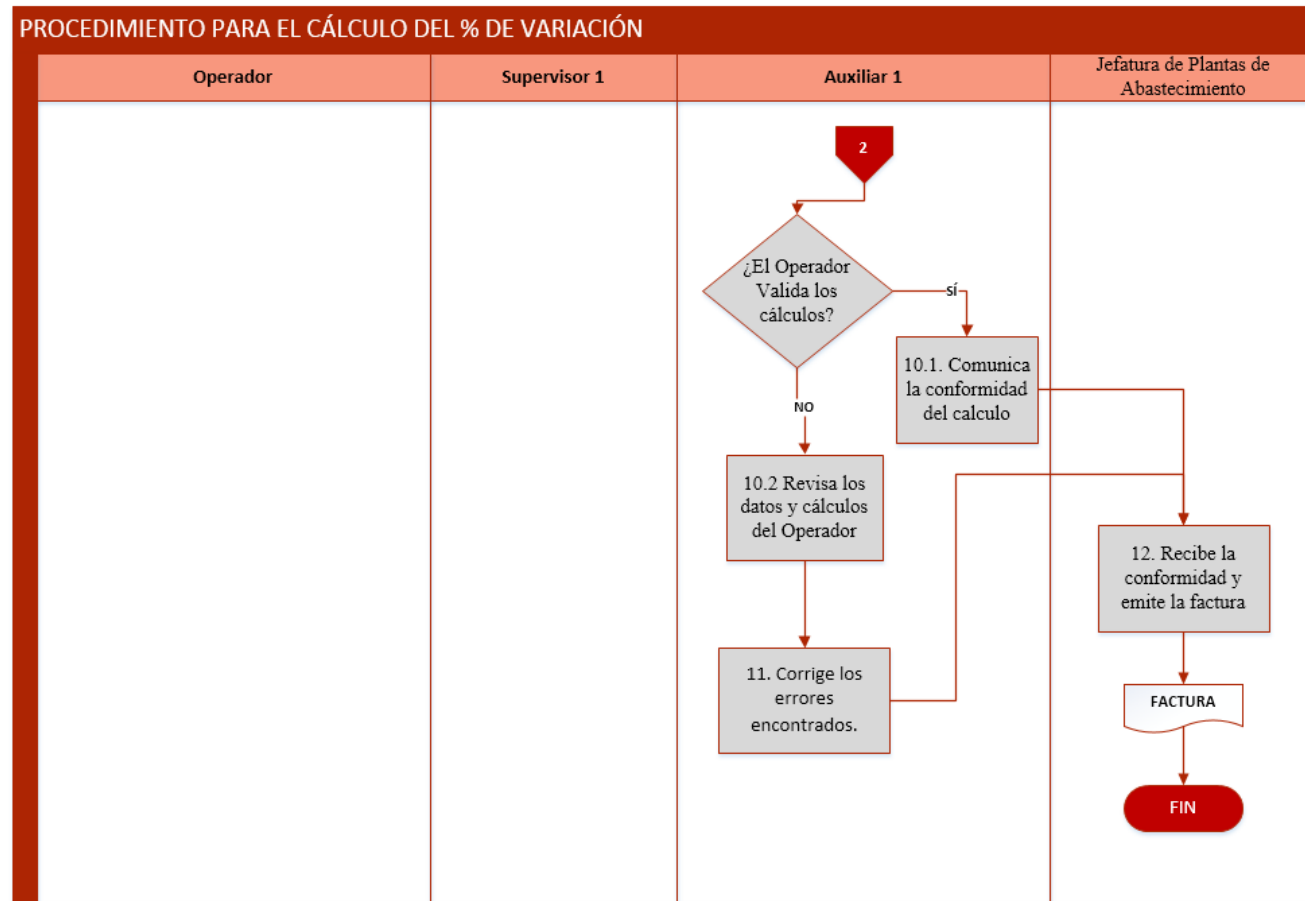
Gráfico N° 45: Procedimiento propuesto para el cálculo de % de Variación (Parte II)



Elaboración: Propia

PETROPERU		CÓDIGO PA7-COM-630
SUB GERENCIA DISTRIBUCIÓN	MANUAL DE PROCEDIMIENTOS DE PETROPERÚ S.A.	PROCEDIMIENTO Versión: v.01 Página:11 de 11
	PROCEDIMIENTO PARA EL CALCULO DEL % DE VARIACIÓN EN TERMINALES	

Gráfico N° 46: Procedimiento propuesto para el cálculo de % de Variación (Parte III)



Elaboración: Propia

5.3. Propuesta de capacitación

5.3.1. Presentación

El siguiente Plan de Capacitación está dirigido para el personal de la Sub Gerencia de Distribución que realicen actividades que dependan de ella.

La capacitación se realizara en 2 fases, cada fase con una metodología eficiente y temas enfocados al desarrollo del personal.

Mediante el proceso de capacitación se desea lograr que el personal obtenga la información necesaria sobre control de inventarios, gestión de transporte, rentabilidad, ejecución contractual, conocimiento del nuevo procedimiento propuesto y su formato.

Se debe considerar que la capacitación además de traer un beneficio a la empresa también se enfoca en el capital humano ayudándolos a mejorar su nivel de capacidad laboral y competitividad profesional.

5.3.2. Objetivos

- Brindar al personal del Usuario (Sub Gerencia de Distribución) y personal del Operador los conocimientos, las técnicas y herramientas para gestionar un adecuado transporte y control de hidrocarburos.
- Promover el trabajo en equipo y la vinculación con la realidad, utilizando ejemplos prácticos que apunten a la optimización del proceso de transporte y control.

5.3.3. Lugar de la capacitación

El desarrollo de la capacitación será en las instalaciones del Usuario que se ubica en la Av. Enrique Canaval y Moreyra N° 150, San Isidro, Lima. Exactamente en la sala de Capacitación: A, Quinto Piso.

5.3.4. Primera Fase

5.3.4.1. Descripción

En esta fase se pretende brindar una capacitación general a la subgerencia de Distribución con el tema: “Aspectos generales, Transporte y Control de Hidrocarburos” con el fin de que el personal se actualice y conozca más a fondo temas relacionados a sus actividades, ya que varios colaboradores por laborar la mayoría de sus horas en oficina principal no viajan constantemente a campo.

5.3.4.2. Metodología

La capacitación consta de varios temas, los primeros serán dictados por 02 colaboradores (01 jefe y 01 supervisor) de la Sub Gerencia de Distribución, ya que ellos al contar con la experiencia necesaria están en la capacidad de poder realizar esta actividad eficientemente. Los temas restantes serán desarrollados por TerraMar IT S.A.C. que es una prestigiosa empresa peruana que desarrolla servicios de consultoría en ingeniería, inspectoría y capacitación en los sectores minero, hidrocarburos y transporte (marítimo, portuario y terrestre) e industrial desde el año 2003.

5.3.4.3. Temas de la Primera Fase

Los temas propuestos para esta primera fase son netamente operativos y técnicos, relacionados a los procesos de recepción, almacenamiento y despacho de productos derivados de hidrocarburos, ya que la mayoría del personal que labora

en Oficina Principal viaja pocas veces a los diferentes terminales o determinados lugares donde se desarrolla el proceso en sí, por lo que se desconoce de algunos temas técnicos, procesos u actividades.

Temas desarrollados por el personal de Petroperú:

- El ciclo de Abastecimiento.
- Planificación Operativa.
- Sistemas de Medición de los hidrocarburos a transportar.
- Control de Calidad de los Hidrocarburos.
- Instalaciones que conforman la Cadena de Transporte.
- Curso de operaciones seguras en recepción de buques

Temas desarrollados por TerraMar IT S.A.C

- Equipo Utilizado para la Medición de Hidrocarburo en Tanque
- Normas de Seguridad aplicadas a la medición de tanques de hidrocarburos.
- Normas API aplicables a procesos de carga/descarga BT.
- Prevención y Control de Emergencias
- Control de Derrames de Hidrocarburos.
- Curso Portuario de Gestión de Mercancías Peligrosas.

5.3.4.4. Personal que recibirá la Capacitación

En el siguiente cuadro se ve la cantidad de persona que recibirá la capacitación:

Cuadro N° 23: Personal que recibirá capacitación-Fase I

Área	Cargo	Cantidad
Personal de Jefatura de flota	Jefe Unidad transporte Marítimo	1
	Jefe Unidad transporte Terrestre	1
	Jefe Unidad transporte Fluvial	1
	Supervisor de transporte Marítimo	2
	Supervisor transporte Terrestre	2
	Supervisor Unidad transporte Fluvial	2
	Auxiliar Unidad transporte Marítimo	1
	Auxiliar Unidad transporte Terrestre	1
	Auxiliar Unidad transporte Fluvial	1
Personal de Jefatura de Plantas de Abastecimiento	Jefe Unidad Plantas Norte	1
	Jefe Unidad Plantas Centro	1
	Jefe Unidad Plantas Sur	1
	Supervisor Unidad Plantas Norte	2
	Supervisor Plantas Centro	2
	Supervisor Plantas Sur	1
	Auxiliar Plantas Norte	1
	Auxiliar Plantas Centro	1
	Auxiliar Plantas Sur	1
Personal Unidad contrato de Operación	Jefe Unidad	1
	Supervisores	7
	Auxiliar	1
Total		32

Elaboración: Propia

5.3.5. Segunda Fase

5.3.5.1. Metodología.

En esta segunda fase se ha propuesto abarcar tres temas importantes los cuales se detallan en los siguientes párrafos.

Se ha propuesto temas del ámbito contractual debido a que se ha observado que en el desarrollo de estas actividades existen pequeñas dificultades. Es por ello que se profundizarán temas relacionados a los actos preparatorios, procesos de selección y ejecución contractual proponiendo buenas prácticas para la gestión contractual desde su inicio hasta el final. Estos temas serán desarrollados por un especialista

en contrataciones con el Estado, el cual es un miembro de plana docente de la Pontificia Universidad Católica del Perú

El siguiente tema estará orientado a la importancia que tiene una buena gestión de inventarios en la económica de la empresa. Será dictado por personal capacitado de Petroperú.

Para finalizar con la capacitación se presentará el nuevo procedimiento y formato para el cálculo de variaciones en productos derivados de hidrocarburos. Se detallará las modificaciones propuestas en el cálculo, modificaciones en el contrato y se explicará detalladamente el nuevo procedimiento y uso del nuevo formato para los cálculos. Cabe resaltar que con el Auxiliar de Petroperú y el personal del Operador encargado de consolidar los cálculos finales se hará pruebas prácticas del uso del nuevo formato con el fin de que dicho personal se familiarice con el nuevo formato.

5.3.5.2. Personal que recibirá la capacitación

La segunda fase será dirigida a tres grupos. El primer grupo estará conformado por los jefes, supervisores y auxiliares pertenecientes a la Jefatura de Plantas de Abastecimiento. El segundo grupo conformado por el personal de la Unidad de Contratos de Operación y como tercer grupo conformado por personal que labora directamente en las plantas de Abastecimiento ellos son los supervisores que trabajan en los 5 terminales y personal del Operador encargado de consolidar la información para el cálculo de mermas.

Cuadro N° 24: Personal que recibirá capacitación-Fase II

Área	Cargo	Cantidad
Personal de Jefatura de Plantas de Abastecimiento	Jefe Unidad Plantas Norte	1
	Jefe Unidad Plantas Centro	1
	Jefe Unidad Plantas Sur	1
	Supervisor Unidad Plantas Norte	2
	Supervisor Plantas Centro	2
	Supervisor Plantas Sur	1
	Auxiliar Plantas Norte	1
	Auxiliar Plantas Centro	1
	Auxiliar Plantas Sur	1
Personal Unidad contrato de Operación	Jefe Unidad	1
	Supervisores	7
	Auxiliar	1
Personal que labora en Terminales	Supervisor de terminal Norte y Centro	5
	Auxiliar 1 (Usuario)	1
	Encargado de Realizar cálculos(Operador)	1
Total		27

Elaboración: Propia

5.3.5.3. Temas a desarrollar.

a) Contrataciones con el estado

Actos preparatorios:

- Definición de requerimientos técnicos mínimos
- Valor referencial y valor estimado
- Requisitos de calificación

Procesos de selección

- Disposiciones generales
- Tipos de procesos de selección
- Evaluación y calificación de ofertas

Ejecución contractual

- Suscripción del contrato
- Garantías

- Penalidades
- Resolución
- Adicionales y reducciones
- Ampliación
- Nulidad

b) Rentabilidad y Gestión

- Rentabilidad
- Existencias
- Gestión de inventarios

c) Procedimiento y formato

- Modificaciones en el contrato
- Modificaciones en el cálculo
- Presentación del procedimiento y nuevo formato.
- Pruebas prácticas del formato

5.3.6. Duración y responsable de capacitación

La capacitación propuesta de capacitación se realizara en una jornada de tres horas por día Se realizara de 9:00 am a 12:00 pm. El tiempo total es de 27 horas que se realizaron en 9 días laborables como se puede apreciar en el cuadro N°26.

Cuadro N° 25: Duración y responsable de la capacitación

Descripción	Tiempo horas	Días	Capacitador
FASE I			
El ciclo de Abastecimiento.	1 hora		Petroperú
Planificación Operativa	1 hora	1	Petroperú
Sistemas de Medición de los hidrocarburos a transportar.	1 hora		Petroperú
Control de Calidad de los Hidrocarburos.	1 hora		Petroperú
Instalaciones que conforman la Cadena de Transporte.	1 hora	1	Petroperú
Curso de Operaciones seguras en recepción de buques	1 hora		Petroperú
Equipo Utilizado para la Medición de Hidrocarburo en Tanque	1 hora		TerraMar IT S.A.C
Normas de Seguridad aplicadas a la medición de tanques de hidrocarburos.	1 hora	1	TerraMar IT S.A.C
Normas API aplicables a procesos de carga/descarga BT	1 hora		TerraMar IT S.A.C
Prevención y Control de Emergencias	1 hora		TerraMar IT S.A.C
Control de Derrames de Hidrocarburos.	1 hora		TerraMar IT S.A.C
Curso Portuario de Gestión de Mercancías Peligrosas.	1 hora	1	TerraMar IT S.A.C
FASE II			
Actos preparatorios			Capacitador PUCP
Definición de requerimientos técnicos mínimos	1 hora		Capacitador PUCP
Valor referencial y valor estimado	1 hora	1	Capacitador PUCP
Requisitos de calificación	1 hora		Capacitador PUCP
Procesos de selección			Capacitador PUCP
Disposiciones generales	1 hora		Capacitador PUCP
Tipos de procesos de selección	0.5 horas		Capacitador PUCP
Evaluación y calificación de ofertas	0.5 horas	1	Capacitador PUCP
Ejecución contractual			Capacitador PUCP
Suscripción del contrato	0.5 horas		Capacitador PUCP
Garantías	0.5 horas		Capacitador PUCP
Penalidades	0.5 horas		Capacitador PUCP
Resolución	1 hora		Capacitador PUCP
Adicionales y reducciones	0.5 horas		Capacitador PUCP
Ampliación	0.5 horas		Capacitador PUCP
Nulidad	0.5 horas	1	Capacitador PUCP
Rentabilidad y Gestión			Petroperú
Rentabilidad	1 hora		Petroperú
Existencias	1 hora		Petroperú
Gestión de inventarios	1 hora	1	Petroperú
Procedimiento y formato			Petroperú
Modificaciones en el contrato	0.5 horas		Petroperú
Modificaciones en el cálculo	0.5 horas		Petroperú
Presentación del procedimiento y nuevo formato	1 hora		Petroperú
Pruebas prácticas del formato	1 hora	1	Petroperú
TOTAL	27 horas	9	

Elaboración: Propia

5.3.7. Presupuesto

El presupuesto para esta propuesta se realizó teniendo en cuenta que el total de personas que recibirá la capacitación es de 39 personas y todo el material y módulos han sido adecuados a esta cantidad de personas.

Las entidades que dictarán las capacitaciones son empresas calificadas y con amplia experiencia. Los costos que ofrecen los capacitadores poseen descuentos ya que son empresas que anteriormente ya brindaron servicios de capacitación a Petroperú.

En el siguiente cuadro se tiene el detalle del presupuesto para ejecutar la propuesta que tiene un costo total de 19,390 soles.

Cuadro N° 26: Presupuesto de la Capacitación

N°	Descripción	Cantidad	Costo Unitario (soles)	Total (soles)
1	Lapiceros	39	2	78
2	Cuaderno de apuntes	39	3	117
3	Separatas	39	5	195
4	Capacitador jefe 1 (Petroperú)	1	0	0
5	Capacitador supervisor 1(Petroperú)	1	0	0
6	Capacitación TerraMar IT S.A.C (6 temas)	6	2,000	12,000
7	Capacitación PUCP (1er módulo)	1	2,000	2,000
8	Capacitación PUCP (2do módulo)	1	2,000	2,000
9	Capacitación PUCP (3er módulo)	1	3,000	3,000
10	Capacitador Supervisor 2 (Petroperú)	1	0	0
			TOTAL	19,390

Elaboración: Propia

5.4. Aspecto legal de la propuesta

Para la implementación de la propuesta se plantea realizar una modificación al Contrato RAD mediante una adenda. La modificación se realizará en ciertos puntos como son la aclaración de términos y la inclusión del nuevo procedimiento para el cálculo de % de

variación en productos derivados de hidrocarburos .La posibilidad de realizar la modificación, se sustenta en los siguientes casos:

5.4.1. Caso 1: Ley de Contrataciones con el Estado

En el nuevo Decreto Legislativo que modifica la Ley n° 30225, Ley de Contrataciones del Estado, publicado el 7 de enero del presente en el Diario el Peruano, dice lo siguiente con respecto a la modificación del contrato:

34.1 El contrato puede modificarse en los supuestos contemplados en la Ley y el reglamento, por orden de la Entidad o a solicitud del contratista, para alcanzar la finalidad del contrato de manera oportuna y eficiente.

5.4.2. Caso 2: Artículo décimo cuarto del contrato: otros dispositivos

En el inciso 14.5. El contrato RAD nos indica lo siguiente:

En caso exista alguna contradicción entre los términos y conceptos utilizados en el Contrato y en el Reglamento detallados en el Anexo C, que es parte integrante el presente Contrato , prevalecerán las definiciones y lo expresado en el Contrato.

En este caso prevalecería lo expresado en el inciso 9.6.7. (Anexo C) del contrato RAD donde indica que el cálculo de % de merma se debe realizar para cada producto del terminal.

5.5. Aspectos resaltantes de las propuestas

5.5.1. Creación de una nueva función

En el procedimiento propuesto se ha implementado una nueva función para cada supervisor del Usuario que labora en los terminales. Ello permitirá reducir la cantidad de reportes observados por el Usuario, además optimizará el tiempo de atención de

ellos y reducirá los errores en los cálculos finales. La función es: verificar que los valores y cantidades de los reportes mensuales sean correctos, después emitir su conformidad y autorizar el envío. En el caso de existir alguna disconformidad el supervisor remitirá el reporte para su pronta verificación y corrección al área encargada.

5.5.2. Formato Estandarizado

En el procedimiento propuesto, el nuevo formato será aplicado para el Operador y el Usuario. La estructura de este formato presenta beneficios como: reunir los datos esenciales para el cálculo, tener un mejor control mensual de las variaciones y fácil manejo e interpretación de los resultados.

5.5.3. Capacitación en temas Contractuales

El Usuario es un empresa que trabaja con varios proveedores para realizar compras, servicios y obras. En el caso de la sub gerencia de Distribución aparte de gestionar el Contrato RAD. También lleva el control de otros contratos como son: contrato de agenciamiento marítimo, contrato de fletamento marítimo, contrato para el servicio de practicaje, etc.

Por lo expuesto anteriormente la capacitación en temas contractuales ayudará a destacar la importancia de realizar contrataciones eficientes que serán reflejadas en la buena gestión del proceso marítimo que está a cargo de la Gerencia de Abastecimiento Comercialización y Distribución.

5.7. Costo total de la propuesta

El costo general de la propuesta es de S/. 19,442 soles y está integrado por tres ítems: Modificaciones en el Contrato RAD-Adenda, Procedimiento y Capacitación. El detalle del primer y segundo ítem se encuentra en el Anexo N°6 y del último ítem: Capacitación, esta detallado en el Cuadro N° 27 de la presente investigación.

Cuadro N° 28: Costo total de la propuesta

Propuesta	Costo (Soles)
Modificaciones en el Contrato RAD-Adenda	S/. 28
Procedimiento	S/. 24
Capacitación	S/. 19,390
Total	S/. 19,442

Elaboración: Propia

5.8. Beneficio

El beneficio económico total que le corresponde al Usuario proviene de los costos de reposición que el operador debió pagar finalizando el año de servicio, que se inicia desde el año 2014. Para considerar en el análisis el año 2016, se realizó un promedio de los dos años anteriores, por lo que se tiene un monto total aproximado como se puede observar en el siguiente cuadro.

Cuadro N° 29: Beneficio total de la propuesta

Año	Beneficio Económico del Usuario
2014	S/. 33,169.24
2015	S/. 41,750.25
2016	S/. 37,459.74
Total	S/. 112,379.23

Elaboración: Propia

5.9. Viabilidad de la investigación

Con el fin de determinar la viabilidad del proyecto se ha usado el método del VAN y la relación beneficio costo (B/C). Para ello se ha planteado tener una inversión en el año 2017 que es el costo total de la propuesta y también un beneficio económico para el año 2018 que son las ganancias por variaciones de producto en el periodo 2014-2016.

EL flujo neto de la propuesta se detalla en el siguiente cuadro:

Cuadro N° 30: Flujo neto de la propuesta

Año Item	2017	2018
Beneficios		112,379.23
Costos	19,390.00	0.00
Flujo neto	-19,390.00	112,379.23

Elaboración: Propia

5.9.1. Valor actual neto (VAN)

El VAN es un indicador financiero que mide los flujos de los futuros ingresos y egresos que tendrá un proyecto, para determinar, si luego de descontar la inversión inicial, nos quedaría alguna ganancia. Si el resultado es positivo, el proyecto es viable.

Reglas de decisión:

- $VAN > 0$. Los ingresos son mayores que los egresos. Se acepta el proyecto.
- $VAN = 0$. Los ingresos son iguales a los egresos. Se replantea el proyecto.
- $VAN < 0$. Los ingresos son menores a los egresos. Se rechaza el proyecto.

Para determinar el VAN y B/C de la propuesta se ha considerado una tasa de descuento en soles después de impuestos de 10.10% en términos nominales. Cabe resaltar que dicha tasa es la que utiliza Petroperú y el detalle de esta se encuentra en el Anexo N°7 .Los resultados finales de la propuesta son los siguientes:

Cuadro N° 31: Cálculo del VAN
y B/C de la propuesta

Indicador	Propuesta
VAB	S/. 102,070.15
VAC	S/. 19,390.00
VAN	S/. 82,680.15
B/C	5.26

Elaboración: Propia

EL VAN>0, entonces la propuesta se considera viable

La relación Beneficio/ Costo es >1, es decir la propuesta es viable.

5.10. Personal encargado

Para que todo el plan de propuesta pueda llevarse a cabo de manera correcta, se determina que el encargado para llevar a cabo la gestión de la propuesta es el Supervisor de Plantas de Abastecimiento N°1 encargado del control de las variaciones de productos en los Terminales, que contará con el apoyo de otras áreas de la empresa. Las actividades que desempeñará el personal involucrado en la propuesta se establecen en el siguiente cuadro:

Cuadro N° 32: Personal y área responsable de la Propuesta

Propuesta	Responsable	Actividades o Tareas
Propuesta de modificaciones en el Contrato RAD-Adenda	Supervisor de Plantas de Abastecimiento N°1	<ul style="list-style-type: none"> - Análisis de inconsistencias del contrato RAD en el cálculo de % variación anual. - Gestionar mejoras en el contrato RAD
	Unidad Administración y Contratos	<ul style="list-style-type: none"> - Coordinar con el supervisor de Plantas las mejoras en el Contrato RAD
	Gerencia Corporativa de Legal	<ul style="list-style-type: none"> - Apoyo y orientación en relación a la Adenda - Enviar propuesta de Adenda al Operador y firma Adenda
Propuesta de Procedimiento	Supervisor 1 de Plantas de Abastecimiento	<ul style="list-style-type: none"> - Desarrollo y revisión del procedimiento propuesto - Difusión impresa en la gerencia encargada
	Jefe de Plantas de Abastecimiento , Jefe de Distribución y Jefe de la Gerencia de Abastecimiento Comercialización y distribución	<ul style="list-style-type: none"> - Revisión y Aprobación del Procedimiento dentro de la Gerencia de Abastecimiento Comercialización y distribución
	Gerencia de Talento Humano y transformación	<ul style="list-style-type: none"> - Aprobación final del procedimiento en Petroperú y publicación en el intranet de Petroperú.
Propuesta de Capacitación	Área de Logística	<ul style="list-style-type: none"> - Revisión de términos de referencia - Búsqueda de proveedores - Revisión y evaluación de cotizaciones - Selección de proveedores
	Supervisor 1 de Plantas de Abastecimiento	<ul style="list-style-type: none"> - Apoyar en la evaluación y selección de proveedores. - Reserva de salas de capacitación. - Gestión de la capacitación Fase I - Gestión de la capacitación Fase II

Elaboración: Propia

5.11. Seguimiento y Control

Para un buen control de la propuesta se ha establecido plazos de acuerdo al plan de desarrollo de la propuesta. El personal encargado de realizar un seguimiento y verificar el cumplimiento de este plan es el Supervisor de Plantas de Abastecimiento N°1, el cual llevará un registro de todos los acontecimientos relevantes presentados en la ejecución de la propuesta.

A continuación se muestra un cuadro del personal encargado de realizar actividades de control para que la propuesta se pueda llevar a cabo en el tiempo planeado.



Cuadro N° 33: Responsable y control de la Propuesta

Propuesta	Responsable	Actividades o Tareas	Plazo	Responsable del seguimiento
Propuesta de modificaciones en el Contrato RAD-Adenda	Supervisor de Plantas de Abastecimiento N°1	- Análisis de inconsistencias del contrato RAD en el cálculo de % variación anual. - Gestionar mejoras en el contrato RAD	1 semana antes del inicio del plan de propuesta	Supervisor de Plantas de Abastecimiento N°1
	Unidad Administración y Contratos	- Coordinar con el supervisor de Plantas las mejoras en el Contrato RAD	Dos primeros días de la Semana 1	Jefe de Unidad Administración y Contratos
	Gerencia Corporativa de Legal	- Apoyo y orientación en relación a la Adenda - Enviar propuesta de Adenda al Operador y firma Adenda	- Semana 2 - Semana 3	Jefe de Unidad Administración y Contratos y Supervisor de Plantas de Abastecimiento N°1
Propuesta de Procedimiento	Supervisor 1 de Plantas de Abastecimiento	- Desarrollo y revisión del procedimiento propuesto - Difusión impresa en la gerencia encargada	- Semana 1 - Semana 4	Supervisor de Plantas de Abastecimiento N°1
	Jefe de Plantas de Abastecimiento, Jefe de Distribución y Jefe de la Gerencia de Abastecimiento Comercialización y Distribución	- Revisión y Aprobación del procedimiento dentro de la Gerencia de Abastecimiento Comercialización y distribución	- Semana 1	Supervisor 1 de Plantas de Abastecimiento

	Gerencia de Talento Humano y transformación	- Aprobación final del procedimiento en Petroperú y publicación en el intranet de Petroperú.	Semana 4	Supervisor 1 de Plantas de Abastecimiento
Propuesta de Capacitación	Área de Logística	- Revisión de términos de referencia - Búsqueda de proveedores - Revisión y evaluación de cotizaciones - Selección de proveedores	- Semana 3 - Semana 3 - Semana 4 - Semana 4	Supervisor 1 de Plantas de Abastecimiento y Supervisor de Logística
	Supervisor 1 de Plantas de Abastecimiento	- Apoyar en la evaluación y selección de proveedores. - Reserva de salas de capacitación. - Gestión de la capacitación Fase I - Gestión de la capacitación Fase II	- Semana 4 - Semana 4 - Semana 5 - Semana 6	Supervisor 1 de Plantas de Abastecimiento

Elaboración: Propia

Conclusiones

PRIMERA: Se logró cumplir con el objetivo general de la investigación al realizar un análisis exhaustivo de las variaciones, del proceso de cálculo y el contrato RAD, consiguiendo plasmar tres propuestas de mejora eficientes que juntas traen un beneficio económico importante para el Usuario. Cabe resaltar que este resultado afirma la hipótesis planteada en la presente investigación.

SEGUNDA: Se elaboró un marco referencial enfocado a la comprensión teórica y conceptual del sector hidrocarburos dentro del proceso RAD y ello fue la base para desarrollar la presente investigación.

TERCERA: Del análisis se determinó que en el norte el Terminal Salaverry es el que presenta mayores pérdidas de productos y en el centro el Terminal Callao presenta mayores variaciones positivas. Con respecto al análisis del método cálculo se encontró 3 hallazgos de los cuales el más significativo es la adición de operaciones no descritas en el Contrato RAD, debido a la diferente interpretación que tienen las entidades sobre la definición de: “Productos”.

CUARTA: Se concluye que la Influencia que tiene el costo de reposición dentro de la cuentas de cobranza dudosa es de 0.15% para el año 2014 y de 0.20% para el año 2015.

QUINTA: Del análisis realizado en la presente investigación se consiguió elaborar tres propuestas de mejora: propuesta de modificaciones en el Contrato RAD, propuesta de procedimiento y propuesta de capacitación. Que juntas ayudaran: i) Mejorar el control económico del usuario, ii) rendimiento del personal y iii) eliminar las controversias entre el Operador y el Usuario.

SEXTA: Se evaluó el benéfico-costo de la propuesta, el cual resulta: 5.26, lo que indica que la propuesta es viable.

Recomendaciones

1. Se recomienda al Usuario implementar en un corto plazo las propuestas planteadas, ya que con ello se optimizaría el proceso de cálculo en el % de variación, además se eliminaría las controversias con el Operador con respecto al cálculo por lo que se tendrá un mejor control económico en los 17 años que le resta al Contrato RAD.
2. Realizar un control trimestral del nuevo procedimiento con el fin de evaluar que el personal a cargo del cálculo lo esté realizando de la manera adecuada y así tener las variaciones anuales y el costo de reposición bien calculados para el cobro en el siguiente año.
3. Desarrollar con anticipación un presupuesto y un plan adecuado para el desarrollo de capacitaciones en temas que le compete a la subgerencia de distribución, todo ello para que el personal esté preparado para enfrentar diferentes retos además de mejorar su desempeño laboral.
4. Ser recomienda que la Subgerencia de Distribución con el apoyo del Operador realicen un plan de mejora para las líneas en los terminales y en los diferentes equipos de medición, con el fin de reducir los niveles de variación.

Bibliografía

Libros, normas y artículos consultados:

- Araya, J. (2015). *Los Hallazgos de Auditoria Interna en el sector Público*. Ministerio de Seguridad Pública.
- Caro, A. R. (2002). *El proceso de privatizaciones en el Perú durante el periodo 1991-2002*. Impreso en Naciones Unidas.
- Decreto Supremo N° 032. (23 de 10 de 2002). *Glosario, Siglas y Abreviaturas del Subsector Hidrocarburos*. Diario el peruano.
- Decreto Legislativo N° 1341. (07 de 01 de 2017). *Decreto que modifica la Ley N° 30225, Ley de Contrataciones del Estado*. Diario el peruano.
- Ferrer, A. (2010). *Mermas y Desmedros-Criterios Contables y Tributarios. Actualidad Empresarial N° 216*.
- Hernández, R., Fernández, C., Baptista, P. (2006). *Metodología de la investigación*. México: Mc Graw-Hill.
- Manco Zaconetti, J. (05 de 07 de 2014). *Reprivatización de los Terminales por 20 Años*. Diario UNO.
- Osinerming. (13 de 04 de 2012). LEY N° 29852. *Ley que crea el Sistema de Seguridad Energética en Hidrocarburos y el Fondo de Inclusión Social Energético*. Lima: Diario el Peruano.
- Petroperú S.A. (2015). *Reglamento de contrataciones de Petróleos del Perú- Petroperú S.A.*

- Quijandría, J. (2003). *El Futuro de la empresa del Estado: el caso del sector petrolero*. Instituto de Estudios Peruanos, 23.

Sitios Web Consultados

- ASTM-International. (2016). Normas ASTM. Recuperado el 7 de mayo de 2017, de: <https://www.astm.org>
- ASTM-International. (03 de 2016). Qué es ASTM. Recuperado el 7 de mayo de 2017, de: <https://www.astm.org>
- Energía Glosario. (2006). Términos petróleo-Blancos. Recuperado el 14 de junio de 2017, de: <http://energia.glosario.net/terminos-petroleo/productos-blancos-2044.html>
- Gestipolis (2015). Diagrama Pareto. Recuperado el 14 de octubre de 2017, de: <https://www.gestipolis.com/diagrama-de-pareto/>
- Glosarios Servidor. (2016). Definición de Productos Negros. Recuperado el 06 de junio de 2017, de: <http://glosarios.servidor-alicante.com/hidrocarburos/productos-negros>
- Graña Montero Petrolera (2015). Unidades de Negocio Terminales. Recuperado el 28 de abril de 2017, de: http://www.gmp.com.pe/unidades_de_negocios_terminales.aspx
- Osinerming. (03 de 06 de 2017). Qué es el FISE. Recuperado el 12 de mayo de 2017, de: <http://www.fise.gob.pe>

- Oxford. (2014). Definición de variación. Recuperado el 16 de junio de 2017, de:
<https://es.oxforddictionaries.com/definicion/variacion>
- People Cloud (2015). Indicadores para medir resultados de una capacitación de personal. Recuperado el 12 de mayo de 2017, de: <http://blog.people-cloud.com/4-indicadores-para-medir-resultados-de-una-capacitacion-de-personal/>
- Petroperú. (2015). Productos y Servicios. Recuperado el 14 de mayo de 2017, de:
<http://www.petroperu.com.pe>
- Petroperú. (2016). Memoria Anual 2015. Recuperado el 31 de mayo de 2017, de:
<https://www.petroperu.com.pe/Main.asp?Seccion=495>
- SUNAT. (2016). Tasa y Operaciones Gravadas - IGV. Recuperado el 02 de junio de 2017, de: <http://www.orientacion.sunat.gob.pe>
- SUNAT. (2016). Concepto del Impuesto Selectivo al Consumo. Recuperado el 02 de junio de 2017, de: <http://www.sunat.gob.pe/>
- Tributaria, C. (03 de 06 de 2017). Decreto Legislativo n° 776. Recuperado el 03 de junio de 2017, de: <http://conexiontributaria.com>
- Wikipedia. (2015). Compuestos orgánicos volátiles Recuperado el 14 de junio de 2017, de:
https://es.wikipedia.org/wiki/Compuestos_org%C3%A1nicos_vol%C3%A1tiles



Anexo 1: Glosario de Términos para los Terminales-Terminales del Perú (TP)



Glosario de Términos para los Terminales



Aditivación: Proceso de inyección de aditivos a los combustibles.

Alcohol Carburante: combustible desnaturalizado para mezcla con gasolina, a ser utilizado con el combustible en motores de ignición por chispa.

Alineamiento: actividades secuenciales para abrir las válvulas de un sistema para un solo tipo de producto o para recibir interfaces.

Amarradero: Área conformada por un conjunto de boyas para la fijación de buques tanque para la descarga de combustibles, lugar acondicionado para amarrar buques

Amarrar: Hacer firme o asegurar una nave por medio de cabos, cables, cadenas, etc.

Arriado de mangueras: Maniobras de bajar las mangueras de recepción con el apoyo del winche o grúa del buque desde el manifold del buque tanque, hasta el nivel del agua

Barril: Unidad de volumen utilizada para petróleo y sus derivados equivale a 42 galones americanos

Biocombustible: Combustible producido a partir de la biomasa.

Boya troncal: objeto flotante fondeado en determinado lugar que sirve para indicar la ubicación de las mangueras de descarga

Bottom Loading: Sistema de carga a cisternas por la parte inferior de la cisterna, donde cuenta con acopladores herméticos para la transferencia; así como recuperador de vapores.

Buzo: persona que trabaja bajo el agua, en nuestras operaciones realiza las siguientes actividades: Inspección sub-acuática del amarradero; inspección de izado y arriado de mangueras; realiza reparaciones.

Cabeza de producto: fase inicial de la descarga de un combustible específico

Calado: Medida en unidades lineales de la profundidad que alcanza en el agua la parte sumergida de un buque

Capacidad de almacenamiento instalada: la suma de las capacidades disponibles de los tanques de un Terminal.

Capacidad de almacenamiento instalada de un producto: la suma de las capacidades disponibles de los tanques que almacenan un mismo producto.

Capacidad de almacenamiento contratada: franja de capacidad instalada disponible, contratada por el cliente para almacenar sus productos.

Capacidad de almacenamiento libre: franja de capacidad instalada disponible no contratada; cualquier cliente puede solicitarla para ampliar su franja contratada o recibir producto en exceso a su franja contratada.

Cachimba: Brazo de carga por la parte superior del camión tanque.

Carga al Domo: Carguío de camiones tanque con productos negros a su máxima capacidad.

Carro Tanque: C/T unidad automotriz camión rígido, remolque o semirremolque utilizado para transportar combustibles exclusivamente por carretera.

Coefficiente de uso: Calculo de la diferencia distribuida entre los usuarios en directa proporción a sus movimientos, esta dado por la siguiente formula.

Cola de producto: fase final de la descarga de un combustible específico

Combustibles líquidos: Mezcla de hidrocarburos utilizados para generar energía por medio de combustión

Conferencia Pre- Transferencia: La conferencia previa a la transferencia asegura que existe una comprensión total y completa de todos los procedimientos de transferencia

Constancia de Peso: Documento que origina el SFD al haberse digitado la información señalada en la Orden de Entrega del Mayorista; el cual detalla volúmenes a despachar tipo de producto, tipo de aditivo, destino, peso vehicular (tara), peso aproximado de la carga; peso autorizado a cargar por tipo de vehículo, así como la información de mayorista; Transportista y conductor.

Constancia de despacho: Documento que emite automáticamente el SFD dando por concluido el despacho; información de los despachos en tiempo real detallando los volúmenes despachados a observada y normalizado; tipo de producto despachados, tipo de aditivo; API y, temperatura de despacho al camión tanque; información del Mayorista; Transportista y del conductor; de acuerdo a las instrucciones señaladas en la Orden de Entrega.

Cubicación de la cisterna: Es el proceso de determinación o verificación de la capacidad de carga de combustibles.

Cuello de ganso: Prefabricado de tubería de acero al carbono, que se asemeja al cuello de un ganso, este prefabricado es el accesorio que se instala entre la tubería submarina y las mangueras que conforman el tren de mangueras de descarga

Cuerpo de descarga: fase intermedia de la descarga de un combustible específico

CUTT OFF: Operación del Sistema Full Dantas que produce el cierre de las transacciones del día, permitiendo archivar la información, así como actualizar las tablas del sistema.

Danload: Monitor ubicado en el rack de despacho, permite ingresar el código de transacción asignado por el SFD, permitiendo la operación y despacho de productos.

Despacho: Son las salidas físicas de los combustibles líquidos del Terminal, ordenados por el cliente con capacidad contratada en el Terminal.

Disco de referencia: flecha de cubicación; corresponde a la altura de la cubicación del camión tanque.

DWT: Dead Weight tonnage. Tonelaje de peso muerto, es la diferencia entre el peso total del buque (desplazamiento) y el peso del buque vacío, es decir su capacidad de carga

Embarcación: Construcción naval menor de 100 toneladas de Registro Bruto (TRB), susceptible de locomoción en el agua, cualquiera que sea su característica

Espiche: Sistema de tubería y válvula de pequeño diámetro para obtener muestras de producto y eliminar aire y vapor de la línea de producto

Efluente: Agua proveniente de la recepción de productos y purga de tanques que contiene residuos oleosos

ETA: Fecha estimada de arribo de Buques para descarga, viene de Estimated Time of arrival, se llama así a la hora que el Capitán de la nave llegara a un punto o Puerto determinado.

Filtración: Separación de partículas sólidas o semisólidas que están suspendidas en un fluido a su paso a través de un medio poroso, fibroso o granular llamado medio filtrante

Inspector de la descarga: Es la persona que representa a los dueños o propietarios del producto en el momento de la descarga en el terminal

Interfaces: Es el volumen de mezcla de dos productos diferentes, al ser descargados consecutivamente por la línea de descarga.

Interfaces descarga en seco: Es el volumen de mezcla de dos productos diferentes, al ser descargados consecutivamente por la misma línea de descarga

Interfaces descarga con agua: Es el volumen de agua que separa dos productos que no pueden ser mezclados por ser de diferentes clases

Isla de despacho: Rack de despacho: Puente de despacho: Puntos de atención en carga de combustibles a los camiones tanque, vagones tanque.

Izado de mangueras: Maniobras de bajar las mangueras de recepción con el apoyo del winche o grúa del buque desde el manifold del buque tanque, hasta el nivel del agua.

Liquidar: Toma de inventario de producto en el tanque al término de la descarga

Plan Anual de Mantenimiento: Contiene la planificación y programación de todas las actividades de mantenimiento que requieren las operaciones.

Manifold: Sistema de tuberías y válvulas que permite la derivación de producto

Maniobristas - manguereros: personal encargado de llevar los cabos del buque a las boyas de amarre, conectar/desconectar las mangueras

Maniobra de amarre: consiste en cuadrar el buque tanque en el amarradero, de manera que las mangueras de conexión puedan fácilmente ser izadas y conectadas a las bridas del buque, que se mantiene.

Orden de Entrega O/E: Documento que de acuerdo al Contrato RAD, el cliente autoriza al Terminal, el despacho de productos de su propiedad, el tipo de aditivo, el destino, datos de camión tanque, del conductor, de los precintos, del filtrado de partículas; y el código de autorización del SCOP, numeración secuencial y fecha vigente para el día. La O/E es emitida por personal del cliente debidamente autorizado mediante carta al Jefe del Terminal, en la cual registra su firma.

Preparación de Tanque: Toma de inventario inicial de producto en el tanque, antes de iniciar la descarga.

Presión de descarga: Presión máxima expresada en PSI (lb. /pul2) que debe desarrollar la bomba de descarga de un buque tanque, medida en el distribuidor de descarga del buque tanque. Su valor es 100 PSI.

Producto remarcado: Volumen de producto que por efecto de degradación ha perdido parte de sus propiedades principales la operación de descarga de productos de la misma clase y por el mismo medio, ha perdido sus propiedades principales, adquiriendo las del producto de menor calidad.

Rack del sistema de despacho: Instalaciones destinadas al despacho de combustibles, donde se soportan las tuberías y los equipos de control y despacho.

Regleta de medición: sistema de medición externa de un tanque de almacenamiento que hace posible determinar la altura de producto mediante una escala de medidas, las mismas que son convertidas en volumen utilizando tablas de cubicación; permite determinar la medida aproximada sin utilizar winchas de medición de ullaje y/o sondaje.

Servicio de filtrado de partículas: filtrado de partículas en el caso del Diesel; el cual debe ser solicitado por el cliente mayorista.

Servicio de precintado de carros tanque y vagones tanque: precintado de manholes del domo y de los sistemas de carga.

Sistema Full Dantas (SFD): software marca DANIEL, permite manejo inventarios del Terminal: recepción, almacenamiento y despachos.

Sistema SCOP: sistema que ordena la comercialización de combustibles, se inicia desde el usuario final, el cliente mayorista, el transportista y el operador del Terminal, mediante el registro de las transacciones a través de la página Web de OSINERG.

Sistema de Control de Ordenes de Pedidos del OSINERG mediante el cual esta entidad revisa:

- a) Que el Registro de Hidrocarburos este vigente.
- b) Si el cliente está autorizado para adquirir los productos que está solicitando.
- c) Si los volúmenes no exceden su capacidad instalada.

Secuencia de descarga: La secuencia de la descarga permitirá proteger la calidad del producto más delicado; la siguiente escala indica la prioridad del producto a proteger: Gasolina 84, Gasolina 90, Gasolina 95, Turbo Jet A-1, Kerosene, Diesel No.2, Petróleo Industrial No.6y Petróleo Industrial No.500

Stock en tubería: Volumen de producto existente en la tubería al termino de la descarga debido a que esta se considera como un contenedor

Stock al inicio de la descarga: es igual al volumen desplazado con agua y/o mismo producto generalmente Diesel a un tanque diferente al considerado en el Planeamiento de la descarga; el cual ha sido “preparado” previamente para recepcionar este volumen; luego del desplazamiento hasta e manifold se “liquida el mismo tanque para determinar el volumen que debe similar al STOCK final de la anterior descarga.

Stock al término de la descarga: es igual al volumen teórico determinado entre el cuello de ganso y el distribuidor del terminal; de acuerdo al diámetro de la tubería, distancia, cedula,

menos el volumen desplazado de las mangueras ya sea por medida en tanque o por medida de contómetro; el resultado final se registra en el Certificado de descarga.

Supervisor de Descarga: Es la persona que representa a los intereses de Consorcio Terminales en el terminal su inmediato superior es el Jefe del Terminal.

Tanque SLOP: Tanque que almacena contaminado de diversos derivados de hidrocarburos

Test de campo: Análisis rápido realizado en la Planta de abastecimiento, tal como gravedad API y color visual

Test crítico: Análisis de laboratorio para determinar las principales características de los productos, de acuerdo a las normas ASTM

Terminal: instalación en un bien inmueble que cuenta con tanques de almacenamiento, líneas submarinas o muelles para recepcionar o despachar hidrocarburos líquidos y facilidades relacionadas con actividades de almacenamiento y recepción y/o despacho de hidrocarburos líquidos a /o embarcaciones.

Trasiegos de productos entre tanques: Se entiende por trasiego de producto entre tanques, cuando un producto almacenado en un tanque se requiere pasar a otro de similares características.

Top loading: Sistema de carga a cisternas por la boca superior del tanque.

Válvulas macho: Válvula de 1/4 de vuelta con abertura, tronco cónico, generalmente usada en el Manifold de recepción

Volumen a temperatura observada: Volumen de un producto, medido a la temperatura del fluido a las condiciones del medio ambiente

Volumen normal: Volumen corregido de un producto llevado a 60° F de temperatura. Según normas ASTM-D-1250

Vagón tanque: V/T, Definición de vagón de ferrocarril utilizado para transportar combustibles exclusivamente.

Volumen a temperatura observada: Volumen de un producto, medido a la temperatura del fluido a las condiciones del medio ambiente.

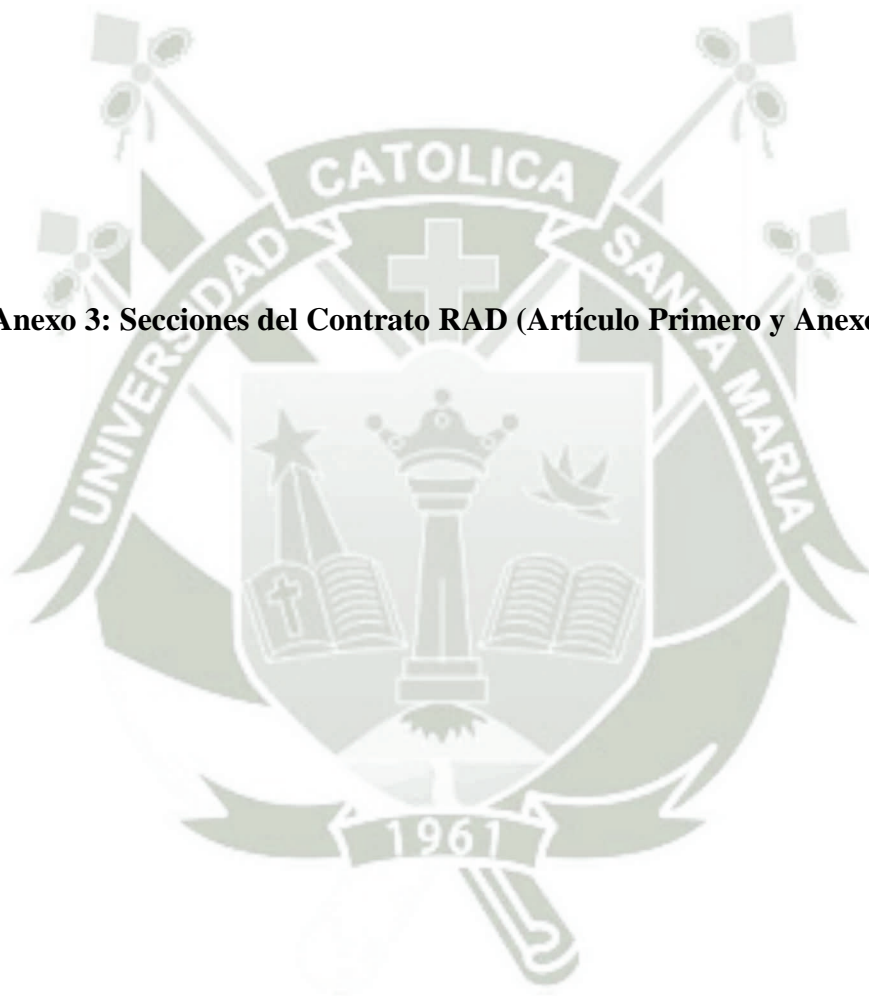
Volumen normalizado: Volumen corregido de un producto llevado a 60° F de temperatura. Según normas ASTM-D-1250.

Anexo 2: Estructura del Contrato RAD

CONTRATO DE SERVICIO DE RECEPCIÓN, ALMACENAMIENTO Y DESPACHO DE PRODUCTOS DERIVADOS DE LOS HIDROCARBUROS

- Introducción
- Antecedentes
- Artículo Primero: Definiciones
- Artículo Segundo: Objeto del Contrato
- Artículo Tercero: Servicios
- Artículo Cuarto: Horas de Operación
- Artículo Quinto: Cargos
- Artículo Sexto: Facturación y Pagos
- Artículo Séptimo: Otras condiciones del servicio
- Artículo Octavo: Tributos
- Artículo Noveno: Seguros
- Artículo Décimo Primero: Resolución
- Artículo Décimo Segundo: Fuerza Mayor
- Artículo Décimo Tercero: Arbitraje
- Artículo Décimo Cuarto: Otros Dispositivos
- Primera Cláusula adicional: Declaración del Operador
- Anexo A: Características de la Planta de la Abastecimiento
- Anexo B: Productos Capacidad de Almacenamiento Contratada
- Anexo C: Reglamento de recepción, almacenamiento, despacho y mezcla de productos en la planta de abastecimiento
- Anexo D: Especificaciones de Calidad

Anexo 3: Secciones del Contrato RAD (Artículo Primero y Anexo C)



ARTÍCULO PRIMERO: DEFINICIONES

- 1.1. **Barril:** es la unidad de medida de capacidad de Hidrocarburos líquidos que consiste en cuarenta y dos (42) galones de los Estados Unidos de América.
- 1.2. **Cargos:** Tarifas, costos y otros pagos por servicios adicionales pagaderos por **EL USUARIO** a **EL OPERADOR** por los servicios de este Contrato indicados en el Artículo Quinto.
- 1.3. **Día hábil:** Cualquier día que no sea domingo o feriado no laborable en la localidad donde está ubicada la Planta de abastecimiento de Eten.
- 1.4. **Día:** Día calendario.
- 1.5. **Productos:** Derivados de hidrocarburos y otros productos similares /complementarios indicados en el Anexo B, que **EL OPERADOR** acuerda recepcionar, almacenar y despachar para **EL USUARIO**.
- 1.6. **Partes:** **EL USUARIO** y **EL OPERADOR**.
- 1.7. **Reglamento de la Planta de Abastecimiento:** Significa el Reglamento de Recepción, Almacenamiento y Despacho de la Planta de Abastecimiento de Eten, el
- 1.8. **Planta de Abastecimiento:** Instalación en un bien inmueble, donde se realizan operaciones de recepción, almacenamiento, transferencia, mezcla, agregado de aditivos y despacho de Combustibles y Otros Productos Derivados de los Hidrocarburos. En el país también se les denomina Plantas de Venta o Terminales.
- 1.9. **Punto de Despacho o Entrega:** El Punto de Despacho de los Productos materia del presente Contrato es en la boca de descarga (acople en el caso de bottom loading) del brazo de llenado a camiones cisterna o vagón de ferrocarril, o brida en el extremo de salida de la tubería de despacho (para el caso de entrega por tubería).
- 1.10. **Punto de Recepción:** El Punto de Recepción de los Productos materia del presente Contrato será en la brida del tren de mangueras submarinas, lado del acople a la tubería de carga/descarga del buque tanque (para el caso de recepción por buque tanque) o el acople o brida de empalme al camión cisterna o vagón de ferrocarril (para el caso de recepción por camión cisterna o vagón de ferrocarril).
- 1.11. **Usuario:** Distribuidor mayorista, importador o comercializador de combustibles que cuenta con las autorizaciones sectoriales y que hace uso de la Planta de Abastecimiento en virtud de un Contrato de Recepción, Almacenamiento y Despacho.
- 1.12. **US\$ ó Dólares:** Dólares de los Estados Unidos de América.
- 1.13. **SLOP:** Mezcla de hidrocarburos refinados generada en las operaciones relacionadas a la purga de tanques, limpieza de tanques y líneas, tratamiento de interfases en recepciones y otras similares.



ANEXO C

REGLAMENTO DE RECEPCIÓN, ALMACENAMIENTO, DESPACHO Y MEZCLA DE
PRODUCTOS EN LA PLANTA DE ABASTECIMIENTO SALAVERRY

1. DEFINICIONES

- 1.1. **CONTRATO.-** Es aquel en cuya virtud **EL USUARIO** tiene derecho a que sus productos transportados vía marítima o terrestre sean recepcionados en la Planta de Abastecimiento; a tener reservada una determinada capacidad para almacenar dichos productos; y a que sus productos sean despachados: obligándose a pagar las tarifas contractualmente aceptadas.
- 1.2. **PRODUCTOS.-** Derivados de hidrocarburos y otros productos similares / complementarios, clasificados en:
 - 1.2.1. Gas Licuado de Petróleo (GLP).
 - 1.2.2. Blancos Volátiles: Gasolina 97, Gasolina 95, Gasolina 90, Gasolina 84, Alcohol Carburante, Gasolina de Aviación 100LL.
 - 1.2.3. Blancos no volátiles: Turbo Jet A-1, y Diesel N° 2 de diverso contenido de azufre, Diesel B5, Diesel B5 S50, Marine Gasoil y Biodiesel B100.
 - 1.2.4. Negros: Petróleo Industrial N°6, Petróleo Industrial N°500, Intermediate Fuel Oil (IFO's) y Asfaltos líquidos.
- 1.3. **ESPECIFICACIONES DE PRODUCTOS.-** Especificaciones de calidad indicadas en el Anexo D.
- 1.4. **TEST DE CAMPO.-** Análisis rápido realizado en la Planta de Abastecimiento, con equipos de laboratorio existentes en la Planta. Son, como mínimo, Gravedad °API y/o Gravedad específica, Color Visual, Punto de Inflamación (ASTM D93) y contenido de agua (para alcohol carburante). Estos ensayos se realizan sin costo para **EL USUARIO**.
- 1.5. **PATIOS DE CARGUIO.-** Espacio e Instalaciones ubicadas en la Planta de Abastecimiento para cargar camiones y/o vagones de ferrocarril con productos almacenados por **EL USUARIO**.
- 1.6. **VOLUMEN NORMAL.-** Volumen corregido de un producto llevado a 60°F de temperatura, según Normas ASTM D-1250.
- 1.7. **VOLUMEN A TEMPERATURA OBSERVADA.-** Volumen de un producto, medido a la temperatura del fluido a las condiciones del ambiente.
- 1.8. **AMARRADERO.-** Instalación en la cual los buques tanque se posicionan para descargar productos a la Planta de Abastecimiento



1



- 1.9. **PLATAFORMA DE RECEPCION:** Losa de concreto nivelada con las dimensiones apropiadas para la descarga de camiones tanque
- 1.10. **PRESIÓN DE DESCARGA.-** Presión expresada en PSI (Lb/pulg²) que debe desarrollar la bomba de descarga del buque tanque, medida en el distribuidor de descarga del buque tanque. Su valor mínimo es 100 PSI y podría incrementarse en casos específicos, previa coordinación entre **EL OPERADOR** y **EL USUARIO**.
- 1.11. **INTERFASE.-** Es el volumen de mezcla de dos productos diferentes, al ser descargados consecutivamente por la misma línea de descarga.

2. CAPACIDAD DE ALMACENAMIENTO CONTRATADA

La capacidad de almacenamiento destinada a los productos de **EL USUARIO**. Será la que se fije contractualmente en el acápite 3.3 del Contrato. Volumen al que se aplica la tarifa mensual por capacidad de almacenamiento.

3. PROGRAMACIÓN DE DESCARGAS

- 3.1. **EL USUARIO** presentará por escrito semanalmente su programa estimado de buques tanque para los siguientes diez días, indicando nombre de los buques, volúmenes consignados por producto y ETA (Estimado Tiempo de Arribo). **EL OPERADOR** programará la utilización del amarradero y, de existir alguna interferencia, comunicará a **EL USUARIO** el problema para efectuar una reprogramación. Si no hay comunicación por parte de **EL OPERADOR**, se entenderá que la programación de **EL USUARIO** ha sido aceptada.
- 3.2. **EL USUARIO** informará oportunamente por escrito toda modificación que sufra el programa de buques tanque, respecto de lo cual **EL OPERADOR** comunicará por escrito en 24 horas, su aceptación o las dificultades para la ejecución de tales modificaciones.
- 3.3. De no arribar el buque tanque dentro del ETA señalado, su ingreso al amarradero estará sujeto a la disponibilidad según el programa de buques tanque aprobado.
- 3.4. A efectos de cumplir con la programación de las descargas, **EL OPERADOR** tiene la potestad de retirar del amarradero de la Planta de Abastecimiento, al buque tanque que por deficiencias en el bombeo u otras circunstancias imputables al buque tanque no culmine de descargar los productos de **EL USUARIO** en el tiempo programado para estas operaciones.



4. FORMAS DE RECEPCIÓN Y DESPACHO

- 4.1. La Planta de Abastecimiento recibirá los productos a través de las instalaciones de recepción descritas en el Anexo A del Contrato. Para el caso de recepciones



9. RESPONSABILIDAD DE EL OPERADOR

- 9.3. Si la pérdida de productos, afectara la disponibilidad de inventarios de **EL USUARIO** y éste fuese objeto de sanción por los Organismos de Fiscalización del Sector por ese hecho, **EL OPERADOR** responderá por esta afectación, debiendo compensar en dinero a **EL USUARIO**.
- 9.4. Si los productos de **EL USUARIO** fuesen afectados por hechos imputables a otros **usuarios** o a las personas por quienes éstos responden civilmente, o a productos fuera de especificación de otros **usuarios**, **EL OPERADOR** deberá proporcionar toda la información y documentación que permita la indemnización a que se refiere la cláusula 10.1.
- 9.5. **EL OPERADOR** no estará obligado a compensar o indemnizar ningún daño o perjuicio anexo, provisto o no, que pudiere resultar por causa imputable a **EL USUARIO**.
- 9.6. **EL OPERADOR** no responderá de los daños o perjuicios que pueda sufrir **EL USUARIO** como consecuencia de:
- 9.6.1. Hechos constitutivos de caso fortuito o fuerza mayor, tales como terremotos, incendios, temporales, atentados, guerras, sabotajes, huelgas u otros similares, tal como se señala en el Artículo Décimo Segundo del Contrato.
- 9.6.2. Hechos imputables a la culpa del personal de **EL USUARIO** o de otros **usuarios**, o a la de las personas por quienes ése o éstos responden civilmente.
- 9.6.3. Vicio propio de los productos.
- 9.6.4. Recepción de productos de **EL USUARIO** o de otros **usuarios**, fuera de especificaciones.
- 9.6.5. Cambio de algunas de las propiedades de los productos durante el almacenamiento, causado por el solo transcurso del tiempo.
- 9.6.6. Atrasos en la recepción de los productos en la fecha convenida, no imputables a **EL OPERADOR**.
- 9.6.7. Mermas de sus productos por evaporación, o por contracción, dilatación y/o desviación de los sistemas de medición, siempre que dichas mermas, para cada producto almacenado en la Planta de Abastecimiento de **EL OPERADOR** en un año calendario, no sobrepase de 1% en GLP, 0.3% en productos blancos volátiles y de 0.2% en productos blancos no volátiles y productos negros. El porcentaje de mermas de **EL USUARIO** será el que resulte de la siguiente ecuación:



$$\% \text{ Merma} = \frac{\text{Merma Anual} \times 100}{(\text{SFI}_U + \text{SFC}_U) / 2 + E_U}$$

donde:

- Merma Anual: Suma algebraica de las cantidades positivas y negativas de productos que mes a mes se hayan imputado a **EL USUARIO** dentro de un año calendario, como resultado del proceso de distribución de diferencias señalado en el punto 8.1 de este Anexo.
- SFI_U y SFC_U: Stock físico inicial al 1° de Enero y stock final calculado o saldo contable al 31 de Diciembre, respectivamente, correspondiente al conjunto de los productos almacenados por **EL USUARIO** en la Planta de Abastecimiento de **EL OPERADOR**, a tales fechas.
- E_U. Total de productos de **EL USUARIO**, despachado por **EL OPERADOR**, en un año calendario.

9.7. Si las mermas anuales sobrepasaren los porcentajes indicados en el numeral 9.6.7 del presente Anexo, **EL OPERADOR** pagará a **EL USUARIO** el exceso sobre dichos porcentajes, al valor del costo de reposición de aquellos productos que hayan experimentado las mermas.

9.8. Toda reclamación por pérdidas, contaminaciones, incumplimientos o cualquiera otra circunstancia que puedan ser imputables a responsabilidad de **EL OPERADOR** deberá señalar con precisión los hechos en que se funda y ser presentada por escrito a **EL OPERADOR** por **EL USUARIO** dentro de los treinta (30) días hábiles siguientes a la fecha en que se haya presentado la ocurrencia motivo del reclamo. Vencido este plazo, no será admisible reclamo alguno.



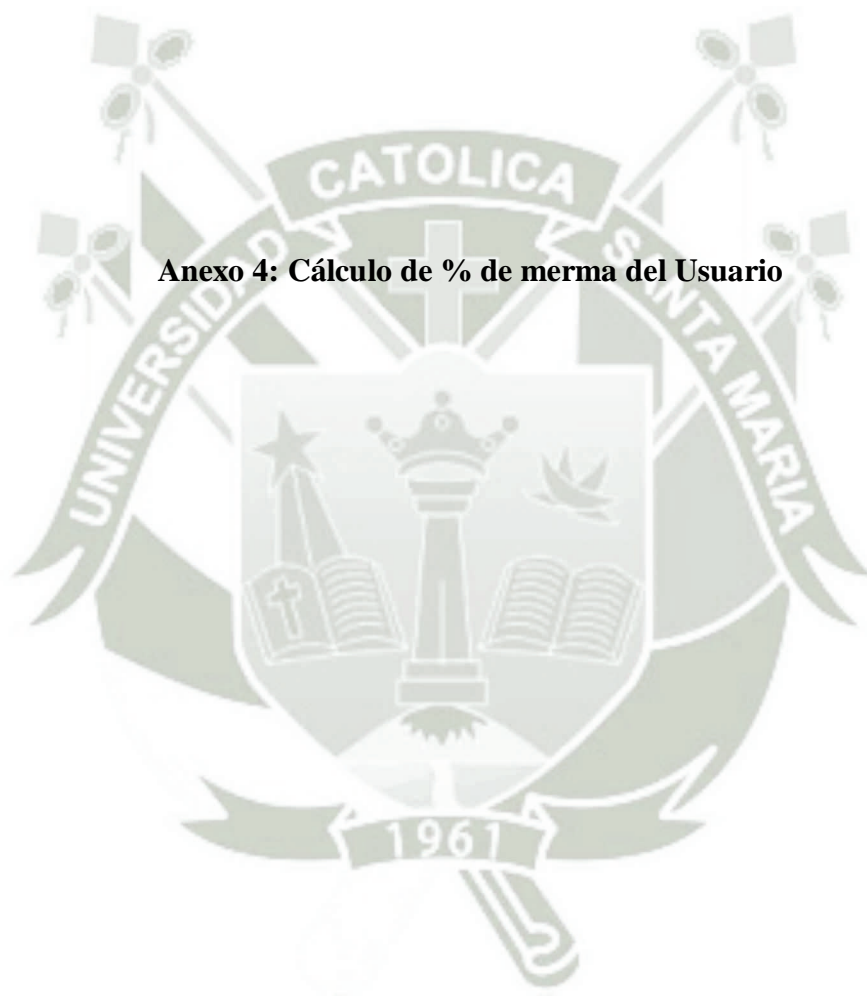
10. RESPONSABILIDAD DE EL USUARIO

10.1. **EL USUARIO** responderá ante **EL OPERADOR** y ante los demás usuarios, por las contaminaciones que sus productos causen por no cumplir con las Especificaciones de los Productos pactados en el Contrato. **EL USUARIO** pagará a **EL OPERADOR** el valor total de la faena de retiro del producto contaminado, de su traslado a otro tanque de **EL OPERADOR** o de terceros y de la limpieza del tanque afectado. Deberá, además, indemnizar a **EL OPERADOR** y los demás



10

Anexo 4: Cálculo de % de merma del Usuario



VARIACIONES EN TERMINALES Y PLANTAS DE ABASTACIMIENTO
 PRODUCTOS ALMACENADOS EN TERMINALES DEL PERÚ S.A.- TERMINAL ETÉN

 PERIODO: NOVIEMBRE 2014-DICIEMBRE 2014
 LÍMITE DE VARIACIÓN SEGÚN CONTRATO

PRODUCTO	Inicial 01-ene- 2015	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	TOTAL	Stock final Calculado 31-dic-14	Variacion Ene-Dic	Exceso	
																	%	Glns.
PRODUCTOS BLANCOS VALATILES(Galones @ 60 DF)																LIMITE ANUAL POR PRODUCTO:-0.3%		
GAS 90	107,593											2.00%	0.13%		102,188			
Entregas												526,672	601,329	1128001				
Variacion Mes												881	792	1673				
GAS 84	27,956											-0.33%	-0.18%		138,411			
Entregas												715,251	736,187	1451438				
Variacion Mes												-357	-924	-1281				
ALCOHOL CARB	69,807											-0.36%	-0.86%		43,241			
Entregas												99,891	107,735	207626				
Variacion Mes												-357	-924	-1281				
PRODUCTOS BLANCOS NO VOLATILES Y NEGROS (Galones @ 60 DF)																LIMITE ANUAL POR PRODUCTO:-0.2%		
DIESEL B5	1,038,015											0.01%	0.09%		1,319,183			
Entregas												3,979,004	3,618,241	7597245				
Variacion Mes												594	3,232	3826				
TURBO A-1	137,104											0.09%	-0.08%		215,806			
Entregas												98,790	154,940	253730				
Variacion Mes												87	-161	-74				

VARIACIONES EN TERMINALES Y PLANTAS DE ABASTACIMIENTO
 PRODUCTOS ALMACENADOS EN TERMINALES DEL PERÚ S.A. - TERMINAL ETÉN

 PERIODO ENERO-DICIEMBRE 2015
 LÍMITE DE VARIACIÓN SEGÚN CONTRATO

PRODUCTO	Stock Físico Inicial 01-ene-2015	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	TOTAL	Stock final Calculado 31-dic-15	Variación Ene-Dic	Exceso		
																	%	Glns.	
PRODUCTOS BLANCOS VALATILES(Galones @ 60 DF)																	LÍMITE ANUAL POR PRODUCTO:-0.3%		
GAS 90	102,980	0.09%	-0.03%	0.12%	0.10%	0.07%	-0.14%	-0.08%	0.07%	0.13%	-0.04%	0.05%	-0.12%		211,899				
Entregas		643,635	608,274	444,791	590,474	312,447	631,640	482,827	342,079	397,509	285,757	387,690	625,084	5,752,207					
Variación Mes		583	-196	513	600	225	-860	-380	229	526	-103	180	-753	564		0.010	No excede		
GAS 84	137,104	-0.16%	-0.18%	-0.20%	-0.10%	-0.56%	-0.32%	-0.29%	0.19%	-0.04%	-0.21%	-0.13%	-1.18%		504,902				
Entregas		684,395	641,025	642,568	642,348	404,196	614,697	609,883	400,504	530,727	479,006	416,027	621,378	6,686,754					
Variación Mes		-1,107	-1,151	129	-639	-2,247	-1,991	-1,782	761	-235	-1,006	-555	-7,333	-17,156		-0.24	No excede		
ALCOHOL CARB	42,317	-0.08%	-0.10%	-0.01%	-0.28%	-0.53%	0.34%	-0.04%	-0.73%	-0.62%	-0.90%	-0.79%	0.01%		50,756				
Entregas		107,702	100,138	89,719	101,328	59,736	102,730	89,307	61,587	76,179	63,009	67,323	104,383	1,023,141					
Variación Mes		-88	-98	-9	-284	-314	345	-35	-447	-471	-567	-533	10	-2,491		-0.23	No excede		
PRODUCTOS BLANCOS NO VOLATILES Y NEGROS (Galones @ 60 DF)																	LÍMITE ANUAL POR PRODUCTO:-0.2%		
DIESEL B5	1,322,415	-0.11%	-0.01%	-0.01%	0.10%	0.07%	-0.02%	0.10%	-0.03%	0.03%	0.05%	0.09%	0.16%		1,702,487				
Entregas		3,824,567	3,734,058	2,596,439	3,123,518	2,751,722	3,574,923	3,938,012	3,488,297	3,462,224	1,696,171	2,829,182	3,915,134	38,934,247					
Variación Mes		-4,243	432	-323	3,037	2,040	-848	3,850	-993	878	841	2,512	6,182	13,365		0.03	No excede		
TURBO A-1	137,104	-0.06%	-0.16%	-0.18%	0.01%	-0.22%	0.00%	-0.13%	0.02%	0.06%	0.03%	0.17%	-0.08%		178,890				
Entregas		37,314	47,692	82,944	82,978	102,077	92,998	101,374	155,817	82,843	129,420	113,335	127,292	1,156,084					
Variación Mes		23	-78	-151	9	-226	-1	-127	33	48	33	192	-108	-353		-0.03	No excede		

VARIACIONES EN TERMINALES Y PLANTAS DE ABASTACIMIENTO
 PRODUCTOS ALMACENADOS EN TERMINALES DEL PERÚ S.A.- TERMINAL SALAVERRY

 PERIODO ENERO-DICIEMBRE 2014
 LÍMITE DE VARIACIÓN SEGÚN CONTRATO

PRODUCTO	Stock Físico Inicial 01-ene-2015	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	TOTAL	Stock final Calculado 31-dic-14	Variación Ene-Dic	Exceso		
																	%	Glns.	
PRODUCTOS BLANCOS VALATILES(Galones @ 60 DF)																	LIMITE ANUAL POR PRODUCTO:-0.3%		
GAS 95	137,636											17.00%	-0.04%	45,279					
Entregas												180,501	232,128					412,629	
Variación Mes												298	-86					212	
GAS 90	440,173											0.07%	-0.18%	104,665					
Entregas												749,953	869,921					1,619,874	
Variación Mes												535	-1,550					-1,015	
GAS 84	208,812											-0.01%	-0.04%	73,778					
Entregas												287,491	285,013					572,504	
Variación Mes												144	-104					40	
ALCOHOL CARB	55,995											-0.01%	-0.21%	43,554					
Entregas												103,037	117,347					220,384	
Variación Mes												-11	-250					-261	
PRODUCTOS BLANCOS NO VOLATILES Y NEGROS (Galones @ 60 DF)																	LIMITE ANUAL POR PRODUCTO:-0.2%		
DIESEL B5	3,609,917											0.03%	0.00%	2,246,556					
Entregas												5,741,322	5,925,752					11,667,074	
Variación Mes												1,649	-270					1,379	
PETR. IND N°6	276,406											0.11%	0.04%	281,156					
Entregas												187,096	300,427					329,873	
Variación Mes												215	133					192	

VARIACIONES EN TERMINALES Y PLANTAS DE ABASTACIMIENTO
 PRODUCTOS ALMACENADOS EN TERMINALES DEL PERÚ S.A.- TERMINAL SALAVERRY

 PERIODO ENERO-DICIEMBRE 2015
 LÍMITE DE VARIACIÓN SEGÚN CONTRATO

PRODUCTO	Stock Físico Inicial 01-ene-2015	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	TOTAL	Stock final Calculado 31-dic-15	Variación Ene-Dic	Exceso		
																	%	Glns.	
PRODUCTOS BLANCOS VALATILES(Galones @ 60 DF)																		LIMITE ANUAL POR PRODUCTO:-0.3%	
<u>GAS 95</u>	45,193	0.05%	0.01%	-0.19%	-0.11%	-0.11%	-0.21%	-0.03%	0.04%	-0.02%	0.03%	-0.27%	0-17%	159,457					
Entregas		247,162	231,645	204,187	156,417	183,053	207,416	212,670	184,240	178,040	190,611	183,138	270,627						2,449,206
Variación Mes		135	16	-383	-169	-196	-434	-70	68	-39	57	-491	456						-1,050
<u>GAS 90</u>	213,378	-0.06%	-0.06%	-0.14%	0.03%	-0.13%	-0.19%	-0.05%	-0.12%	-0.04%	-0.17%	-0.17%	-0.77%	104,665					
Entregas		837,145	795,359	841,295	821,062	652,891	899,989	839,254	728,737	728,248	770,127	867,832	974,547						9,756,486
Variación Mes		-538	-468	-1,152	241	-860	-1,729	-399	-901	-307	-1,296	-1,518	-7,510						-16,437
<u>GAS 84</u>	185,427	0.23%	0.07%	0.05%	-0.05%	-0.04%	-0.18%	-0.22%	-0.03%	-0.04%	-0.12%	-0.13%	1.30%	73,778					
Entregas		271,908	239,856	262,753	247,891	205,979	268,156	243,337	247,370	222,128	227,610	212,154	236,964						2,886,106
Variación Mes		621	170	136	-114	-74	-496	-540	-76	-97	-280	-274	3,088						2,064
<u>ALCOHOL CARB</u>	43,304	0.03%	-0.07%	-0.11%	-0.14%	-2.55%	1.88%	-0.01%	-0.21%	-0.02%	-0.01%	-0.27%	-1.08%	50,756					
Entregas		114,734	107,176	110,672	103,666	88,148	116,373	109,575	98,161	95,464	100,536	106,858	130,754						1,282,117
Variación Mes		39	-72	-127	-140	-2,247	2,190	-10	-208	-17	-10	-288	-1,413						-2,303
PRODUCTOS BLANCOS NO VOLATILES Y NEGROS (Galones @ 60 DF)																		LIMITE ANUAL POR PRODUCTO:-0.2%	
<u>DIESEL B5</u>	1,670,152	0.09%	-0.04%	-0.06%	-0.02%	-0.07%	-0.06%	-0.01%	-0.02%	0.02%	-0.06%	0.02%	-0.01%	2,246,556					
Entregas		5,552,647	4,991,921	5,393,888	6,336,763	4,503,101	5,685,302	5,521,635	5,462,063	5,295,278	4,198,742	5,439,488	6,163,869						64,544,697
Variación Mes		5,151	-1,926	-3,295	-997	-3,366	-3,563	-294	-1,246	999	-2,564	1,324	-891						-10,668
<u>PETR. IND N°6</u>	282,177	-0.95%	-0.22%	-0.27%	0.01%	0.23%	-0.20%	-0.12%	-0.31%	-0.04%	0.17%	0.11%	0.04%	152,647					
Entregas		113,401	102,563	180,289	1,076,734	173,212	106,304	46,189	88,471	148,102	80,094	187,096	300,427						2,602,882
Variación Mes		-1,074	-225	-489	157	398	-209	-56	-276	-60	136	215	133						-1,350



DEPARTAMENTO DISTRIBUCIÓN /UNIDAD CONTROL OPERACIONAL

VARIACIONES EN TERMINALES Y PLANTAS DE ABASTACIMIENTO
 PRODUCTOS ALMACENADOS EN TERMINALES DEL PERÚ S.A.- TERMINAL SUPE

PERIODO ENERO-DICIEMBRE 2014
 LÍMITE DE VARIACIÓN SEGÚN CONTRATO

PRODUCTO	Inicial 01-ene- 2015	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	TOTAL	Stock final Calculado 31-dic-14	Variación Ene-Dic	Exceso		
																	%	Glns.	
PRODUCTOS BLANCOS VALATILES(Galones @ 60 DF)																	LIMITE ANUAL POR PRODUCTO:-0.3%		
GAS 90	301,119											0.01%	0.10%	125,270					
Entregas												274,846	301,240						576,086
Variación Mes												22	300						322
GAS 84	114,103											0.00%	-0.06%	63,595					
Entregas												53,567	44,353						97,920
Variación Mes												2	-28						-26
ALCOHOL CARB	25,482											-0.04%	-0.43%	23,045					
Entregas												27,778	29,238						57,016
Variación Mes												-12	-125						-137
PRODUCTOS BLANCOS NO VOLATILES Y NEGROS (Galones @ 60 DF)																	LIMITE ANUAL POR PRODUCTO:-0.2%		
DIESEL B5	1,172,338											0.13%	0.06%	1,038,562					
Entregas												963,448	888,582						1,852,030
Variación Mes												1,245	-125						1,120
PETR. IND 500	466,606													466,602					
Entregas												0	0						0
Variación Mes												-4	-541						-545

VARIACIONES EN TERMINALES Y PLANTAS DE ABASTACIMIENTO
 PRODUCTOS ALMACENADOS EN TERMINALES DEL PERÚ S.A.- TERMINAL SUPE

 PERIODO ENERO-DICIEMBRE 2015
 LÍMITE DE VARIACIÓN SEGÚN CONTRATO

PRODUCTO	Inicial 01-ene- 2015	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	TOTAL	Stock final Calculado 31-dic-15	Variacion Ene-Dic	Exceso		
																	%	Glns.	
PRODUCTOS BLANCOS VALATILES(Galones @ 60 DF)																	LIMITE ANUAL POR PRODUCTO:-0.3%		
GAS 90	193,620	-0.23%	-0.13%	0.07%	0.10%	0.09%	-0.11%	0.02%	-0.01%	-0.23%	0.02%	-0.21%	0.51%		125,270				
Entregas		267,053	206,995	212,132	191,144	176,334	134,077	151,295	141,676	156,081	164,253	138,148	160,565	2,099,753					
Variacion Mes		-614	-275	156	192	164	-152	32	-12	-361	37	-290	811	-312		-0.01	No excede		
GAS 84	140,869	-0.05%	-0.31%	-0.16%	0.04%	-1.02%	-0.52%	-1.13%	0.21%	-0.45%	0.03%	-5.90%	-0.93%		63,595				
Entregas		38,304	24,275	19,915	19,877	14,949	12,152	11,108	13,201	16,746	17,466	10,511	10,482	208,986					
Variacion Mes		-21	-75	-31	8	-153	-63	-125	28	-75	5	-620	-98	-1,220		-0.39	-0.09	-286	
ALCOHOL CARB	22,920	-0.27%	-0.05%	0.04%	0.63%	0.02%	-0.04%	-0.33%	0.03%	-0.16%	-0.41%	-2.69%	-0.93%		25,508				
Entregas		25,835	19,565	19,630	17,855	16,185	12,369	13,740	13,104	14,623	15,372	12,574	14,471	195,323					
Variacion Mes		-71	-9	8	113	4	-5	-45	4	-24	-63	-338	-135	-561		-0.26	No excede		
PRODUCTOS BLANCOS NO VOLATILES Y NEGROS (Galones @ 60 DF)																	LIMITE ANUAL POR PRODUCTO:-0.2%		
DIESEL B5	1,039,086	0.14%	0.08%	0.09%	0.13%	0.02%	0.09%	0.06%	0.07%	0.03%	0.23%	0.05%	0.03%		326,238				
Entregas		772,000	645,316	773,137	995,555	718,690	718,493	785,576	821,601	815,639	751,468	780,183	882,811	9,460,469					
Variacion Mes		1,065	512	732	1,306	133	669	474	547	255	1,745	388	248	8,074		0.08	No excede		
PETR. IND 500	466,061			-1.79%	-0.37%	0.30%	0.24%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%		0				
Entregas		0	0	3,956	303,157	152,096	2,928	0	0	0	0	0	0	462,137					
Variacion Mes		497	-160	-71	-1,129	463	7	-3	-6	0	0	0	0	-402		-0.06	No excede		

VARIACIONES EN TERMINALES Y PLANTAS DE ABASTACIMIENTO
 PRODUCTOS ALMACENADOS EN TERMINALES DEL PERÚ S.A.- TERMINAL CHIMBOTE

 PERIODO ENERO-DICIEMBRE 2015
 LÍMITE DE VARIACIÓN SEGÚN CONTRATO

PRODUCTO	Inicial 01-ene- 2015	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	TOTAL	Stock final Calculado 31-dic-15	Variacion Ene-Dic	Exceso		
																	%	Glns.	
PRODUCTOS BLANCOS VALATILES(Galones @ 60 DF)																	LIMITE ANUAL POR PRODUCTO:-0.3%		
<u>GAS 84</u>	148,879	-0.02%	0.11%	-0.29%	0.27%	-0.26%	-0.08%	0.17%	-0.22%	0.21%	0.08%	-0.69%	0.25%		95,634				
Entregas		86,313	81,122	94,653	83,563	112,537	49,781	73,065	65,981	57,850	63,762	28,205	52,221	849,053					
Variacion Mes		-17	87	-274	229	-297	-42	125	-145	119	53	-194	130	-226					-0.02
<u>ALCOHOL CARB.</u>	28,779	0.49%	-0.55%	-0.31%	-0.33%	-0.13%	-0.12%	-0.21%	-0.54%	0.59%	-0.85%	-2.47%	0.11%		28,100				
Entregas		7,300	6,864	8,008	7,071	9,520	4,213	6,181	5,580	4,891	5,304	2,385	4,416	71,733					
Variacion Mes		36	-38	-25	-23	-12	-5	-13	-30	29	-46	-59	5	-181					-0.18
PRODUCTOS BLANCOS NO VOLATILES Y NEGROS (Galones @ 60 DF)																	LIMITE ANUAL POR PRODUCTO:-0.2%		
<u>DIESEL B5</u>	735,572	0.12%	0.07%	0.12%	0.16%	0.11%	0.02%	0.07%	0.02%	0.13%	0.05%	0.08%	-0.03%		796,416				
Entregas		1,398,091	1,278,507	1,739,341	2,090,102	2,210,826	1,258,458	1,195,446	1,510,892	2,358,468	2,696,144	2,166,601	1,733,814	21,636,690					
Variacion Mes		1,723	912	2,056	3,364	2,542	217	836	247	3,146	1,241	1,702	-487	17,499					0.08
<u>TURBO A-1</u>	1,123,296	-0.72%	-0.14%	0.68%	-0.01%	1.16%	-0.43%	0.42%	-0.84%	-0.05%	-0.30%	-0.36%	0.31%		652,737				
Entregas		16,591	82,744	149,106	726,481	163,723	14,033	20,821	102,490	162,347	85,854	371,762	374,295	2,270,247					
Variacion Mes		-120	-117	1,009	-78	1,906	-60	88	-859	-84	-257	-1,324	1,162	1,266					0.04
<u>TURBO A-1</u>	873,911			0.97%	0.15%	-0.03%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.35%	0.07%	0.65%		547,744				
Entregas		0	0	41,934	746,122	143,217	0	0	0	0	64,845	230,331	241,936	1,468,385					
Variacion Mes		-314	67	407	1,142	-42	530	-155	-26	-130	229	150	1,570	3,428					0.16

VARIACIONES EN TERMINALES Y PLANTAS DE ABASTACIMIENTO
 PRODUCTOS ALMACENADOS EN TERMINALES DEL PERÚ S.A.- TERMINAL CALLAO

 PERIODO ENERO-DICIEMBRE 2015
 LÍMITE DE VARIACIÓN SEGÚN CONTRATO

PRODUCTO	Inicial 01-ene- 2015	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	TOTAL	Stock final Calculado 31-dic-15	Variacion Ene-Dic	Exceso		
																	%	Glns.	
PRODUCTOS BLANCOS VALATILES(Galones @ 60 DF)																	LIMITE ANUAL POR PRODUCTO:-0.3%		
GAS 97	526,824	-0.22%	-0.19%	0.15%	0.01%	0.15%	0.07%	0.13%	0.29%	-0.12%	-0.38%	-0.55%	0.09%		270,050				
Entregas		1,031,525	936,376	676,785	900,019	787,016	709,880	998,830	509,793	936,424	837,179	911,980	957,155	10,192,962					
Variacion Mes		-2,240	-1,791	1,044	53	1,182	504	1,303	1,464	-1,136	-3,181	-5,009	834	-6,973					-0.07
GAS 95	934,852	-0.02%	-0.66%	-0.57%	-0.34%	-0.25%	-0.97%	-0.40%	0.12%	0.07%	0.13%	0.01%	-0.45%		510,397				
Entregas		1,458,275	1,331,322	1,306,656	1,275,421	1,360,539	1,298,273	1,670,636	1,449,812	1,681,070	1,599,072	1,627,830	1,735,448	17,794,354					
Variacion Mes		-264	-3,829	-7,509	-4,389	-3,452	-12,559	-6,739	1,759	1,205	2,040	197	-7,780	-41,320					-0.22
GAS 90	1,626,986	0.38%	0.26%	0.27%	0.11%	0.11%	-0.08%	-0.09%	0.04%	0.26%	0.08%	0.29%	0.22%		253,188				
Entregas		3,285,639	3,151,366	3,065,782	2,958,523	3,165,124	2,984,140	3,520,217	3,249,004	3,608,470	3,376,195	3,415,413	3,906,987	39,686,860					
Variacion Mes		12,467	8,111	8,146	3,371	3,576	-2,262	-3,144	1,223	9,456	2,636	9,988	8,456	62,024					0.15
GAS 84	426,494	-0.36%	-0.17%	0.20%	-0.50%	-0.35%	-0.20%	-0.17%	0.12%	0.24%	-0.63%	0.10%	-0.56%		134,756				
Entregas		417,284	372,831	380,629	318,523	353,285	351,148	369,129	336,452	351,983	370,419	346,065	374,401	4,342,149					
Variacion Mes		-1,522	-638	773	-1,607	-1,223	-712	-617	419	857	-2,325	354	-2,078	-8,319					-0.18
GAS 100LL	67,267	-0.97%	-2.39%	-1.39%	-1.40%	-0.71%	-1.72%	-0.89%	-0.95%	-1.03%	-1.04%	1.13%	-0.93%		334,504				
Entregas		56,263	33,786	48,632	51,481	57,104	57,104	38,861	50,463	63,790	48,117	60,862	27,546	594,009					
Variacion Mes		-543	-807	-677	-723	-407	-667	-450	-606	-494	-630	796	-257	-5,465					-0.688
ALCOHOL CARB	198,984	0.03%	-0.55%	-0.48%	-0.86%	-0.89%	0.07%	-0.28%	-0.24%	-0.16%	-0.19%	0.68%	0.61%		196,409				
Entregas		523,898	484,500	459,357	458,262	479,334	452,050	554,867	469,100	556,493	523,071	533,076	589,986	6,083,994					
Variacion Mes		168	-2,685	-2,214	-3,954	-4,290	315	-1,573	-1,118	-916	-1,001	3,631	3,608	-10,029					-0.16

PRODUCTOS BLANCOS NO VOLATILES Y NEGROS (Galones @ 60 DF)

LIMITE ANUAL POR PRODUCTO:-0.2%

TURBO A1	5,391,616	0.23%	-0.26%	0.06%	0.01%	0.01	0.02%	0.10%	-0.02%	0.03%	0.03%	0.15%	0.26%		6,317,236			
Entregas		5,123,772	4,560,064	5,015,886	4,773,892	4,869,057	4,823,868	6,151,102	6,704,852	7,478,000	7,643,163	6,896,222	6,993,032	71,032,910				
Variacion Mes		12,029	-11,650	2,978	454	643	949	5,926	-1,156	2,192	2,075	10,439	18,188	43,067		0.06	No Excede	
DIESEL ULSD	8,942,689	0.15%	0.16%	0.16%	0.08%	0.19%	0.19%	0.11%	0.04%	0.18%	0.00%	0.15%	0.08		9,043,954			
Entregas		11,546,043	11,390,566	13,639,876	11,983,241	12,307,658	11,374,212	12,003,810	11,664,748	13,839,777	11,450,831	13,011,974	13,909,689	148,122,425				
Variacion Mes		17,795	18,358	21,506	10,023	23,603	21,320	12,806	4,961	24,368	222	20,163	11,799	186,924		0.12	No Excede	
DIESEL BS MGO	97,122	-0.26%	0.26%	0.44%	-0.66%	-0.14%	0.09%	0.83%	1.60%	-0.62%	-1.20%	-0.24%	-0.09%		230,799			
Entregas		273,485	443,637	102,488	129,950	76,484	590,254	118,792	139,782	164,064	56,184	117,206	312,928	2,525,254				
Variacion Mes		-711	1,147	446	-79	-109	531	985	2,241	-1,009	-675	-277	-277	2,213		0.08	No Excede	
DIESEL B100	225,124	1.25%	-0.05%	-0.01%	-0.08%	-0.27%	-0.58%	-0.20%	-0.13%	0.23%	0.12%	0.78%	0.03%		65,910			
Entregas		496,076	584,113	717,889	630,696	647,772	598,543	631,779	613,934	728,407	602,677	684,841	830,725	7,767,452				
Variacion Mes		6,215	-302	-77	-490	-1,779	-3,445	-1,266	-801	1,674	704	5,366	219	6,018		0.08	No Excede	
IFO 380	1,499,651	0.14%	-0.15%	-0.08%	-0.11%	0.12%	0.19%	-0.43%	-0.21%	-0.24%	0.15%	0.48%	0.05%		709,613			
Entregas		3,382,943	3,488,844	3,905,311	3,467,405	2,131,038	3,479,159	2,264,934	3,313,506	1,680,911	4,064,340	3,854,298	4,208,652	39,241,341				
Variacion Mes		4,811	-5,276	-3,225	-3,739	2,655	6,614	-9,746	-7,052	-4,005	6,171	18,436	2,025	7,669		0.02	No Excede	

GAS LICUADO DE PETROLEO(Galones @ 60 DF)

LIMITE ANUAL POR PRODUCTO:-1.0%

GLP	550,478	0.41%	-0.01%	0.23%	0.02%	0.02%	-0.03%	0.14%	0.39%	-0.29%	0.06%	-0.17%	-0.14%		1,702,487			
Entregas		12,045,290	9,655,325	8,148,362	7,625,433	7,144,186	9,017,040	8,428,689	8,663,681	9,961,027	11,015,293	9,738,843	9,957,592	111,400,761				
Variacion Mes		49,682	-740	18,699	1,186	1,739	-2,269	11,964	33,638	-23,359	6,777	-16,727	-13,840	66,750		0.06	No Excede	





Anexo 5: Cálculo de % de merma del Operador

	Calculo de Porcentaje de merma del Usuario - Blancos Volátiles	Versión / Fecha: 01 / 01-04-16
		Rev: GOT

Año 2014

TERMINAL ETEN	GAS 90	GAS 84	ETANOL	TOTAL
INVENTARIO DE CIERRE DE PETROPERÚ S.A	Barriles a 60° F	Barriles a 60° F	Barriles a 60° F	Barriles a 60° F
Inventario de apertura	2,562	6,656	1,662	10,880
Despachos	26,857	34,558	4,943	66,358
Inventario de cierre CONTABLE	2,433	3,296	1,030	6,759
Variaciones según Coeficiente Usó	40	-87	-30	-77
Variación Porcentual de acuerdo a Contrato	0.14	-0.22	-0.48	-0.10

	Calculo de Porcentaje de merma del Usuario - Blancos No Volátiles	Versión / Fecha: 01 / 01-04-16
		Rev: GOT

Año 2014

TERMINAL ETEN	DIESEL B5 P	TA-1		TOTAL
INVENTARIO DE CIERRE DE PETROPERÚ S.A	Barriles a 60° F	Barriles a 60° F	Barriles a 60° F	Barriles a 60° F
Inventario de apertura	24,715	3,342		28,057
Despachos	180,887	6,041		186,928
Inventario de cierre CONTABLE	31,409	5,138		36,547
Variaciones según Coeficiente Usó	91	-2		89
Variación Porcentual de acuerdo a Contrato	0.04	-0.02		0.04

	Calculo de Porcentaje de merma del Usuario - Blancos Volátiles	Versión / Fecha: 01 / 01-04-16
		Rev: GOT


Año 2015

TERMINAL ETEN	GAS 90	GAS 84	ETANOL	TOTAL
INVENTARIO DE CIERRE DE PETROPERÚ S.A	Barriles a 60° F	Barriles a 60° F	Barriles a 60° F	Barriles a 60° F
Inventario de apertura	2,452	3,264	1,008	6,724
Despachos	136,957	159,208	24,363	320,528
Inventario de cierre CONTABLE	18,702	12,166	1,208	32,076
Variaciones según Coeficiente Usó	13	-336	-59	-382
Variación Porcentual de acuerdo a Contrato	0.01	-0.20	-0.23	-0.11

	Calculo de Porcentaje de merma del Usuario - Blancos No Volátiles	Versión / Fecha: 01 / 01-04-16
		Rev: GOT


Año 2015

TERMINAL ETEN	DIESEL B5 P	TA-1		TOTAL
INVENTARIO DE CIERRE DE PETROPERÚ S.A	Barriles a 60° F	Barriles a 60° F	Barriles a 60° F	Barriles a 60° F
Inventario de apertura	31,486	5,134		36,620
Despachos	927,006	27,526		954,532
Inventario de cierre CONTABLE	40,241	4,259		44,500
Variaciones según Coeficiente Usó	318	-8		310
Variación Porcentual de acuerdo a Contrato	0.03	-0.02		0.03

	Calculo de Porcentaje de merma del Usuario - Blancos Volátiles	Versión / Fecha: 01 / 01-04-16
		Rev: GOT


Año 2014

TERMINAL SALAVERRY	GAS 95	GAS 90	GAS 84	ETANOL	TOTAL
INVENTARIO DE CIERRE DE PETROPERÚ S.A	Barriles a	Barriles a	Barriles a	Barriles a	Barriles a
	60° F	60° F	60° F	60° F	60° F
Inventario de apertura	3,277	10,480	4,972	1,333	20,062
Despachos	9,825	38,568	13,631	5,247	67,271
Inventario de cierre CONTABLE	1,078	5,117	4,417	1,037	11,649
Variaciones según Coeficiente Usó	5	-24	1	-6	-24
Variación Porcentual de acuerdo a Contrato	0.04	-0.05	0.01	-0.1	-0.03

	Calculo de Porcentaje de merma del Usuario - Blancos No Volátiles	Versión / Fecha: 01 / 01-04-16
		Rev: GOT

Año 2014

TERMINAL SALAVERRY	DIESEL B5				TOTAL
INVENTARIO DE CIERRE DE PETROPERÚ S.A	Barriles a				Barriles a
	60° F				60° F
Inventario de apertura	85,950				85,950
Despachos	277,767				277,767
Inventario de cierre CONTABLE	39,772				39,772
Variaciones según Coeficiente Usó	33				33
Variación Porcentual de acuerdo a Contrato	0.01				0.01

	Calculo de Porcentaje de merma del Usuario - Negros	Versión / Fecha: 01 / 01-04-16
		Rev: GOT

Año 2014

TERMINAL SALAVERRY	PI-6	PI-500			TOTAL
INVENTARIO DE CIERRE DE PETROPERÚ S.A	Barriles a	Barriles a			Barriles a
	60° F	60° F			60° F
Inventario de apertura	6,581				6,581
Despachos	7,854				7,854
Inventario de cierre CONTABLE	6,694				6,694
Variaciones según Coeficiente Usó	5				5
Variación Porcentual de acuerdo a Contrato	0.03				0.03

	Cálculo de Porcentaje de merma del Usuario - Blancos Volátiles	Versión / Fecha: 01 / 01-04-16
		Rev: GOT

Año 2015

TERMINAL SALAVERRY	GAS 95	GAS 90	GAS 84	ETANOL	TOTAL
INVENTARIO DE CIERRE DE PETROPERÚ S.A	Barriles a 60' F	Barriles a 60' F	Barriles a 60' F	Barriles a 60' F	Barriles a 60' F
Inventario de apertura	1,076	5,080	4,415	1,031	11,602
Despachos	58,314	232,297	68,717	30,399	389,727
Inventario de cierre CONTABLE	3,797	2,492	1,810	1,097	9,196
Variaciones según Coeficiente Usó	-25	-391	76	-55	-395
Variación Porcentual de acuerdo a Contrato	-0.04	-0.17	0.11	-0.17	-0.10

	Cálculo de Porcentaje de merma del Usuario - Blancos No Volátiles	Versión / Fecha: 01 / 01-04-16
		Rev: GOT

Año 2015


TERMINAL SALAVERRY	DIESEL B5				TOTAL
INVENTARIO DE CIERRE DE PETROPERÚ S.A	Barriles a 60' F				Barriles a 60' F
Inventario de apertura	39,766				39,766
Despachos	1,536,779				1,536,779
Inventario de cierre CONTABLE	53,489				53,489
Variaciones según Coeficiente Usó	-254				-254
Variación Porcentual de acuerdo a Contrato	-0.02				-0.02

	Cálculo de Porcentaje de merma del Usuario - Negros	Versión / Fecha: 01 / 01-04-16
		Rev: GOT

Año 2015


TERMINAL SALAVERRY	PI-6	PI-500			TOTAL
INVENTARIO DE CIERRE DE PETROPERÚ S.A	Barriles a 60' F	Barriles a 60' F			Barriles a 60' F
Inventario de apertura	6,719				6,719
Despachos	61,973				61,973
Inventario de cierre CONTABLE	3,634				3,634
Variaciones según Coeficiente Usó	-32				-32
Variación Porcentual de acuerdo a Contrato	-0.05				-0.05



	Calculo de Porcentaje de merma del Usuario - Blancos Volátiles	Versión / Fecha: 01 / 01-04-16
		Rev: GOT


Año 2014

TERMINAL CHIMBOTE	GAS 84	ETANOL		TOTAL
INVENTARIO DE CIERRE DE PETROPERÚ S.A	Barriles a	Barriles a		Barriles a
	60° F	60° F		60° F
Inventario de apertura	2,924	510		3,434
Despachos	4,266	361		4,627
Inventario de cierre CONTABLE	3,545	637		4,182
Variaciones según Coeficiente Usó	-4	-3		-7
Variación Porcentual de acuerdo a Contrato	-0.05	-0.32		-0.08

	Calculo de Porcentaje de merma del Usuario - Blancos No Volátiles	Versión / Fecha: 01 / 01-04-16
		Rev: GOT

Año 2014


TERMINAL CHIMBOTE	DIESEL B5 P			TOTAL
INVENTARIO DE CIERRE DE PETROPERÚ S.A	Barriles a			Barriles a
	60° F			60° F
Inventario de apertura	37,587			37,587
Despachos	56,074			56,074
Inventario de cierre CONTABLE	17,500			17,500
Variaciones según Coeficiente Usó	37			37
Variación Porcentual de acuerdo a Contrato	0.04			0.04

	Calculo de Porcentaje de merma del Usuario - Negros	Versión / Fecha: 01 / 01-04-16
		Rev: GOT

Año 2014


TERMINAL CHIMBOTE	PI-500	PI-6		TOTAL
INVENTARIO DE CIERRE DE PETROPERÚ S.A	Barriles a	Barriles a	Barriles a	Barriles a
	60° F	60° F	60° F	60° F
Inventario de apertura	27,954	21,003		48,957
Despachos	1,189	186		1,375
Inventario de cierre CONTABLE	26,757	20,808		47,565
Variaciones según Coeficiente Usó	-20	-9		-29
Variación Porcentual de acuerdo a Contrato	-0.07	-0.04		-0.06



	<p>Calculo de Porcentaje de merma del Usuario - Blancos Volátiles</p>	<p>Versión / Fecha: 01 / 01-04-16</p>
		<p>Rev: GOT</p>


Año 2015

TERMINAL CHIMBOTE	ETANOL	GAS 84		TOTAL
INVENTARIO DE CIERRE DE PETROPERÚ S.A	Barriles a	Barriles a		Barriles a
	60° F	60° F		60° F
Inventario de apertura	638	3,545		4,183
Despachos	1,705	20,151		21,856
Inventario de cierre CONTABLE	669	2,253		2,922
Variaciones según Coeficiente Usó	-4	-9		-13
Variación Porcentual de acuerdo a Contrato	-0.17	-0.04		-0.05

	<p>Calculo de Porcentaje de merma del Usuario - Blancos No Volátiles</p>	<p>Versión / Fecha: 01 / 01-04-16</p>
		<p>Rev: GOT</p>


Año 2015

TERMINAL CHIMBOTE	DIESEL B5 P			TOTAL
INVENTARIO DE CIERRE DE PETROPERÚ S.A	Barriles a			Barriles a
	60° F			60° F
Inventario de apertura	17,514			17,514
Despachos	510,373			510,373
Inventario de cierre CONTABLE	18,962			18,962
Variaciones según Coeficiente Usó	409			409
Variación Porcentual de acuerdo a Contrato	0.08			0.08

	<p>Calculo de Porcentaje de merma del Usuario - Negros</p>	<p>Versión / Fecha: 01 / 01-04-16</p>
		<p>Rev: GOT</p>


Año 2015

TERMINAL CHIMBOTE	PI-500	PI-6		TOTAL
INVENTARIO DE CIERRE DE PETROPERÚ S.A	Barriles a	Barriles a	Barriles a	Barriles a
	60° F	60° F	60° F	60° F
Inventario de apertura	26,745	20,807		47,552
Despachos	53,912	34,962		88,874
Inventario de cierre CONTABLE	15,541	13,042		28,583
Variaciones según Coeficiente Usó	31	83		114
Variación Porcentual de acuerdo a Contrato	0.04	0.16		0.09

	Calculo de Porcentaje de merma del Usuario - Blancos Volátiles	Versión / Fecha: 01 / 01-04-16
		Rev: GOT


Año 2014

TERMINAL SUPE	ETANOL	G 90	G 84	TOTAL
INVENTARIO DE CIERRE DE PETROPERÚ S.A	Barriles a	Barriles a	Barriles a	Barriles a
	60° F	60° F	60° F	60° F
Inventario de apertura	607	7,188	2,717	10,512
Despachos	1,358	13,726	2,331	17,415
Inventario de cierre CONTABLE	549	4,603	3,355	8,507
Variaciones según Coeficiente Usó	-3	8	-1	4
Variación Porcentual de acuerdo a Contrato	-0.15	0.04	-0.019	0.01

	Calculo de Porcentaje de merma del Usuario - Blancos No Volátiles	Versión / Fecha: 01 / 01-04-16
		Rev: GOT


Año 2014

TERMINAL SUPE	DIESEL B5			TOTAL
INVENTARIO DE CIERRE DE PETROPERÚ S.A	Barriles a			Barriles a
	60° F			60° F
Inventario de apertura	27,913			27,913
Despachos	44,096			44,096
Inventario de cierre CONTABLE	24,728			24,728
Variaciones según Coeficiente Usó	42			42
Variación Porcentual de acuerdo a Contrato	0.06			0.06

	Calculo de Porcentaje de merma del Usuario - Negros	Versión / Fecha: 01 / 01-04-16
		Rev: GOT


Año 2014

TERMINAL SUPE	PI-500			TOTAL
INVENTARIO DE CIERRE DE PETROPERÚ S.A	Barriles a			Barriles a
	60° F			60° F
Inventario de apertura	11,110			11,110
Despachos	0			0
Inventario de cierre CONTABLE	11,110			11,110
Variaciones según Coeficiente Usó	-13			-13
Variación Porcentual de acuerdo a Contrato	-0.12			-0.12

 TERMINALES DEL PERÚ	Cálculo de Porcentaje de merma del Usuario - Blancos Volátiles	Versión / Fecha: 01 / 01-04-16
		Rev: GOT


Año 2015

TERMINAL SUPE	ETANOL	G 90	G 84	TOTAL
INVENTARIO DE CIERRE DE PETROPERÚ S.A	Barriles a	Barriles a	Barriles a	Barriles a
	60° F	60° F	60° F	60° F
Inventario de apertura	546	4,610	3,354	8,510
Despachos	4,651	49,994	4,976	59,621
Inventario de cierre CONTABLE	607	2,983	1,514	5,104
Variaciones según Coeficiente Uso	-13	-7	-29	-49
Variación Porcentual de acuerdo a Contrato	-0.25	-0.01	-0.39	-0.07

 TERMINALES DEL PERÚ	Calculo de Porcentaje de merma del Usuario - Blancos No Volátiles	Versión / Fecha: 01 / 01-04-16
		Rev: GOT

Año 2015

TERMINAL SUPE	DIESEL B5			TOTAL
INVENTARIO DE CIERRE DE PETROPERÚ S.A	Barriles a			Barriles a
	60° F			60° F
Inventario de apertura	24,740			24,740
Despachos	225,249			225,249
Inventario de cierre CONTABLE	7,768			7,768
Variaciones según Coeficiente Usó	192			192
Variación Porcentual de acuerdo a Contrato	0.08			0.08

 TERMINALES DEL PERÚ	Calculo de Porcentaje de merma del Usuario - Negros	Versión / Fecha: 01 / 01-04-16
		Rev: GOT

Año 2015

TERMINAL SUPE	PI-500			TOTAL
INVENTARIO DE CIERRE DE PETROPERÚ S.A	Barriles a			Barriles a
	60° F			60° F
Inventario de apertura	11,097			11,097
Despachos	11,003			11,003
Inventario de cierre CONTABLE	0			0
Variaciones según Coeficiente Usó	-10			-10
Variación Porcentual de acuerdo a Contrato	-0.06			-0.06

	Cálculo de Porcentaje de merma del Usuario - Blancos Volátiles	Versión / Fecha: 01 / 01-04-16
		Rev: GOT

Año 2014

TERMINAL CALLAO	ETANOL	G-100 LL	G 97	G 95	G 90	G 84	TOTAL
INVENTARIO DE CIERRE DE PETROPERÚ S.A	Barriles a 60° F	Barriles a 60° F	Barriles a 60° F	Barriles a 60° F	Barriles a 60° F	Barriles a 60° F	Barriles a 60° F
Inventario de apertura	5,642	6,678	19,731	17,645	28,155	11,616	89,467
Despachos	47,322	5,026	85,438	131,653	299,771	42,508	611,718
Inventario de cierre CONTABLE	4,810	1,608	12,405	22,575	38,522	10,118	90,038
Variaciones según Coeficiente Usó	-207	-44	227	-354	617	107	346
Variación Porcentual de acuerdo a Contrato	-0.39	-0.48	0.22	-0.23	0.19	0.20	0.05

	Cálculo de Porcentaje de merma del Usuario - GLP	Versión / Fecha: 01 / 01-04-16
		Rev: GOT

Año 2014

TERMINAL CALLAO	GLP						TOTAL
INVENTARIO DE CIERRE DE PETROPERÚ S.A	Barriles a 60° F						Barriles a 60° F
Inventario de apertura	36,419						36,419
Despachos	985,165						985,165
Inventario de cierre CONTABLE	12,970						12,970
Variaciones según Coeficiente Usó	88						88
Variación Porcentual de acuerdo a Contrato	0.01						0.01

	Cálculo de Porcentaje de merma del Usuario - Negros	Versión / Fecha: 01 / 01-04-16
		Rev: GOT

Año 2014

TERMINAL CALLAO	IFO 380						TOTAL
INVENTARIO DE CIERRE DE PETROPERÚ S.A	Barriles a 60° F						Barriles a 60° F
Inventario de apertura	57,619						57,619
Despachos	236,162						236,162
Inventario de cierre CONTABLE	35,663						35,663
Variaciones según Coeficiente Usó	-331						-331
Variación Porcentual de acuerdo a Contrato	-0.12						-0.12



	Cálculo de Porcentaje de merma del Usuario - Blancos Volátiles	Versión / Fecha: 01 / 01-04-16
		Rev: GOT

Año 2014

TERMINAL CALLAO	ETANOL	G-100 LL	G 97	G 95	G 90	G 84	TOTAL
INVENTARIO DE CIERRE DE PETROPERÚ S.A	Barriles a	Barriles a	Barriles a	Barriles a	Barriles a	Barriles a	Barriles a
	60° F	60° F	60° F	60° F	60° F	60° F	60° F
Inventario de apertura	5,642	6,678	19,731	17,645	28,155	11,616	89,467
Despachos	47,322	5,026	85,438	131,653	299,771	42,508	611,718
Inventario de cierre CONTABLE	4,810	1,608	12,405	22,575	38,522	10,118	90,038
Variaciones según Coeficiente Usó	-207	-44	227	-354	617	107	346
Variación Porcentual de acuerdo a Contrato	-0.39	-0.48	0.22	-0.23	0.19	0.20	0.05

	Cálculo de Porcentaje de merma del Usuario - GLP	Versión / Fecha: 01 / 01-04-16
		Rev: GOT

Año 2014

TERMINAL CALLAO	GLP						TOTAL
INVENTARIO DE CIERRE DE PETROPERÚ S.A	Barriles a						Barriles a
	60° F						60° F
Inventario de apertura	36,419						36,419
Despachos	985,165						985,165
Inventario de cierre CONTABLE	12,970						12,970
Variaciones según Coeficiente Usó	88						88
Variación Porcentual de acuerdo a Contrato	0.01						0.01

	Cálculo de Porcentaje de merma del Usuario - Negros	Versión / Fecha: 01 / 01-04-16
		Rev: GOT

Año 2014

TERMINAL CALLAO	IFO 380						TOTAL
INVENTARIO DE CIERRE DE PETROPERÚ S.A	Barriles a						Barriles a
	60° F						60° F
Inventario de apertura	57,619						57,619
Despachos	236,162						236,162
Inventario de cierre CONTABLE	35,663						35,663
Variaciones según Coeficiente Usó	-331						-331
Variación Porcentual de acuerdo a Contrato	-0.12						-0.12

	Cálculo de Porcentaje de merma del Usuario - Blancos no volátiles	Versión / Fecha: 01 / 01-04-16
		Rev: GOT

Año 2014

TERMINAL CALLAO	ULSD	MGO	TURBO A1	B100			TOTAL
INVENTARIO DE CIERRE DE PETROPERÚ S.A	Barriles a	Barriles a	Barriles a	Barriles a			Barriles a
	60° F	60° F	60° F	60° F			60° F
Inventario de apertura	191,247	12,426	61,597	10,775			276,045
Despachos	1,078,769	29,276	509,422	56,777			1,674,244
Inventario de cierre CONTABLE	212,595	2,292	128,278	5,315			348,480
Variaciones según Coeficiente Usó	2,198	-9	-23	-88			2,078
Variación Porcentual de acuerdo a Contrato	0.17	-0.02	0.00	-0.14			0.10

	Cálculo de Porcentaje de merma del Usuario - Blancos Volátiles	Versión / Fecha: 01 / 01-04-16
		Rev: GOT

Año 2015

TERMINAL CALLAO	ETANOL	G-100 LL	G 97	G 95	G 90	G 84	TOTAL
INVENTARIO DE CIERRE DE PETROPERÚ S.A	Barriles a 60° F	Barriles a 60° F	Barriles a 60° F	Barriles a 60° F	Barriles a 60° F	Barriles a 60° F	Barriles a 60° F
Inventario de apertura	4,738	1,602	12,543	22,258	38,738	10,155	90,034
Despachos	144,833	14,457	242,904	423,675	944,925	103,385	1,874,179
Inventario de cierre CONTABLE	4,676	7,964	6,430	12,152	6,028	3,208	40,458
Variaciones según Coeficiente Uso	-239	-130	-166	-1,105	1,477	-198	-361
Variación Porcentual de acuerdo a Contrato	-0.16	-0.68	-0.07	-0.25	0.15	-0.18	-0.02

	Cálculo de Porcentaje de merma del Usuario - GLP	Versión / Fecha: 01 / 01-04-16
		Rev: GOT

Año 2015

TERMINAL CALLAO	GLP					TOTAL
INVENTARIO DE CIERRE DE PETROPERÚ S.A	Barriles a 60° F					Barriles a 60° F
Inventario de apertura	13,107					13,107
Despachos	2,652,399					2,652,399
Inventario de cierre CONTABLE	2,762					2,762
Variaciones según Coeficiente Uso	1,444					1,444
Variación Porcentual de acuerdo a Contrato	0.05					0.05

	Cálculo de Porcentaje de merma del Usuario - Negros	Versión / Fecha: 01 / 01-04-16
		Rev: GOT

Año 2015

TERMINAL CALLAO	IFO 380					TOTAL
INVENTARIO DE CIERRE DE PETROPERÚ S.A	Barriles a 60° F					Barriles a 60° F
Inventario de apertura	35,706					35,706
Despachos	934,318					934,318
Inventario de cierre CONTABLE	16,896					16,896
Variaciones según Coeficiente Uso	183					183
Variación Porcentual de acuerdo a Contrato	0.02					0.02

	Cálculo de Porcentaje de merma del Usuario - Blancos no volátiles	Versión / Fecha: 01 / 01-04-16
		Rev: GOT

Año 2015

TERMINAL CALLAO	ULSD	MGO	TURBO A1	8100		TOTAL
INVENTARIO DE CIERRE DE PETROPERÚ S.A	Barriles a 60° F	Barriles a 60° F	Barriles a 60° F	Barriles a 60° F		Barriles a 60° F
Inventario de apertura	212,921	2,312	128,372	5,315		348,920
Despachos	3,493,954	60,125	1,691,260	184,942		5,430,281
Inventario de cierre CONTABLE	215,332	5,495	150,410	1,569		372,806
Variaciones según Coeficiente Uso	4,448	53	1,025	146		5,672
Variación Porcentual de acuerdo a Contrato	0.12	0.08	0.06	0.08		0.10

Anexo 6: Detalle del costo total de la propuesta

- **Primer ítem: Modificaciones en el Contrato RAD-Adenda:**

Involucra los pasajes de transporte para llevar a las instalaciones del operador (ida y vuelta) la propuesta de modificación. Además se toma en cuenta la impresión de cuatro juegos de la propuesta, un par para la Gerencia de Talento Humano y Transformación (Petroperu) y el otro par para el Operador. El detalle del costo se encuentra en el siguiente cuadro:

Aspecto	Unidad	Precio(S/.)	Total(S/.)
Pasajes	2	10	20
Impresiones	4	2	8
			28

- **Segundo ítem: Procedimiento**

El costo total de 24 soles involucra la impresión de 6 pares de juegos del procedimiento para las áreas que intervienen en el desarrollo de la propuesta. El cálculo y descripción de las áreas se detalla en el siguiente cuadro:

Aspecto	Área	Unidad	Precio(S/.)	Total(S/.)
Impresión	Gerencia de Talento Humano y Transformación	2	2	4
Impresión	Gerencia de Auditoria	2	2	4
Impresión	Gerencia Corporativa de Legal	2	2	4
Impresión	Sub Gerencia de Suministros y Ventas Internacionales	2	2	4
Impresión	Sub Gerencia Comercial	2	2	4
Impresión	Subgerencia de Distribución	2	2	4
				24

Anexo 7: Supuestos clave usados en el cálculo del valor recuperable de Petroperú

La Empresa evalúa al final de cada periodo el valor recuperable de cada Unidad Generadora de Efectivo, mediante un Flujo de Caja Libre de la Firma Descontado. Los valores asignados a los supuestos clave representan la evaluación de la Gerencia de las futuras tendencias en la industria y se basan tanto en fuentes externas como internas. Los supuestos clave usados en el cálculo del valor recuperable se señalan a continuación:

- Las Unidades Generadoras de Efectivo identificadas por la Gerencia de la Empresa son:
 - i) Producción y Comercialización: La UGE de Producción y Comercialización se compone de cuatro refinerías de PETROPERÚ S.A.: Talara, Iquitos, Conchán y El Milagro. Estas refinerías han establecido sinergias entre ellas, mediante las cuales transfieren productos en proceso, en ausencia de un mercado activo en la que puedan ser comercializados. , ii) Operaciones Oleoducto: Genera entradas de efectivo por el servicio de traslado y custodia de los crudos de la selva norte del país, por la exportación del crudo Piraña y por servicios brindados a la UGE Producción y Comercialización y iii) Unidades Alquiladas; agrupa todos los activos que originan las entradas de efectivo derivadas de los alquileres.
- Horizonte de proyección: 10 años.
- Pronóstico de precios de venta: La Gerencia estima los precios de venta de productos derivados de petróleo a precios de paridad de importación PETROPERÚ S.A., sobre la base de la evolución en el tiempo de los precios del petróleo crudo WTI y spreads de los productos derivados, según datos de la fuente internacional especializada en el tema de precios PIRA Energy Group,
- Pronóstico de costos de adquisición: La Gerencia, a partir de proyecciones publicadas por la consultora PIRA EnergyGroup, ha elaborado el pronóstico de costos de adquisición de crudo y productos, considerando la evolución en el tiempo de los precios del petróleo crudo WTI y spreads de los productos derivados.
- Tasa de descuento (WACC) el modelo utiliza una tasa de descuento en soles después de impuestos de 10.10% en términos nominales.
- Los costos y gastos proyectados se basan en los gastos presupuestados preparados por la Gerencia.
- Las proyecciones de flujo de caja incluyen el recupero del IGV hasta por el 18% de las exportaciones.
- Inversiones de capital: Se emplea la información del presupuesto 2016 aprobado mediante Acuerdo N° 080-2016-PP de fecha 29 de setiembre de 2015, sobre el cual se aplica una reducción progresiva a través del horizonte, hasta alcanzar una cifra cercana a la ejecución histórica.

- Recupero del Impuesto General a la Ventas (IGV) como parte de la estrategia importar diésel de menos de 50 ppm y exportar el diésel de más de 50 ppm, como consecuencia de la desactivación de las Unidades de Craqueo Catalítico y de la Unidad de Destilación al Vacío, proyectadas para el año 2019.

Los supuestos utilizados para el cálculo del deterioro pueden cambiar si las condiciones del mercado y la economía cambian.

En la siguiente tabla se muestra la sensibilidad de la tasa de descuento manteniéndose todas las demás variables constantes, un incremento porcentual en la tasa de descuento podría originar reconocer un mayor deterioro en la UGE de Producción y Comercialización, caso contrario una menor tasa conllevaría a obtener mayores flujos de caja descontados que al compararse con el valor en libros de dicha UGE implicaría la reversión del deterioro hasta alcanzar el valor en libros. Respecto a las demás UGE un incremento o disminución de la tasa de descuento no conllevaría a reconocer una pérdida por deterioro.

<i>En miles de soles</i>	Tasa de descuento	UGE Producción y Comercialización	UGE Operaciones Oleoducto	UGE Unidades Alquiladas
	9.60%	75,407	141,072	116,049
	9.85%	26,805	132,613	107,532
Análisis de sensibilidad	10.10%	(20,656)	124,316	99,178
	10.35%	(67,005)	116,176	90,985
	10.60%	(112,272)	108,190	82,947

Anexo 8: Fragmentos importantes del Reglamento de Seguridad para transporte de Hidrocarburos

LEY N° 26221

REGLAMENTO DE SEGURIDAD PARA EL TRANSPORTE DE HIDROCARBUROS

TITULO III

MEDIO ACUATICO

CAPITULO I

De los Alcances

Artículo 30.- El presente Título, establece las normas y la reglamentación de seguridad relativos a las instalaciones portuarias de carga y/o descarga de hidrocarburos líquidos como el crudo, los condensados y los productos de petróleo refinado, gas licuado de petróleo, y combustibles para naves, así como los relativos al manejo de buques tanque, barcazas u otras embarcaciones en aguas costeras territoriales, lagos y ríos del Perú.

Artículo 31.- Toda instalación portuaria está sujeta a las disposiciones emitidas por la Capitanía de Puerto así como a las estipuladas en el presente Reglamento.

CAPITULO II

De las Instalaciones Portuarias

Artículo 32.- Vigilancia.

El propietario u operador de la instalación portuaria se encargará de dotarla de un número suficiente de vigilantes competentes que aseguren una protección adecuada, impidan el acceso no autorizado, detecten riesgos de incendio y verifiquen la disponibilidad del equipo de protección.

Artículo 33.- Prohibición de fumar.

Queda terminantemente prohibido fumar en las instalaciones portuarias, excepto en aquellos lugares donde lo permita el propietario o concesionario, de conformidad con la Ley N° 25357 y normas reglamentarias.

La prohibición de no fumar deberá ponerse en avisos lo suficientemente visibles y ser distribuidos de forma tal que abarquen todas las instalaciones portuarias.

Artículo 34.- Soldaduras o trabajos en caliente.

Está prohibido efectuar soldaduras con soplete oxiacetilénico o similares u otros trabajos en caliente que no sean expresamente autorizados durante las operaciones de manipulación, almacenamiento, estiba, carga, descarga o transporte de cargamentos de hidrocarburos líquidos en las instalaciones portuarias o en las naves atracadas.

Artículo 35.- Camiones y otros vehículos motorizados.

Los camiones y demás vehículos motorizados no deberán permanecer o estacionarse en las instalaciones portuarias, salvo en los siguientes casos:

- (a) Cuando estén esperando turno para el embarque o desembarque de hidrocarburos líquidos.

- (b) Cuando se encuentren en plena labor de carga o descarga de herramientas, equipo o materiales para mantenimiento, reparaciones o modificaciones.
- (c) Cuando el vehículo constituya parte del cargamento manipulado y almacenado.
- (d) Cuando el propietario u operador haya establecido y demarcado en las instalaciones portuarias áreas de estacionamiento autorizadas por las normas y reglamentos locales, siempre que los vehículos que las ocupen no bloqueen los caminos de acceso ni las salidas.

Artículo 36.-Unidades automotrices del muelle.

Los tractores, apiladores, camiones montacargas, izadores y otras unidades provistas de motores de combustión interna que se utilice en las instalaciones portuarias deberán estar libres de exceso de grasa, aceite o impurezas, de manera que no constituyan un riesgo de incendio. Dichas unidades deberán estar provistas, cada una, de un extintor de incendios debidamente certificado en concordancia con el Artículo 111 del Reglamento de Seguridad Para Actividades por Hidrocarburos, salvo que las instalaciones portuarias cuenten con un número de extintores, cuyo tipo y ubicación permita otorgarles la suficiente protección.

El almacenamiento, manipulación de gasolina otros combustibles se efectuará fuera de las instalaciones portuarias.(*)

(*). Artículo modificado por el Artículo 3 del Decreto Supremo N° 043-2007-EM. publicado el 22 agosto 2007. cuyo texto es el siguiente:

“Artículo 36.- Unidades automotrices del muelle

Los tractores, apiladores, camiones, montacargas, izadores y otras unidades provistas de motores de combustión interna que se utilicen en las instalaciones portuarias deberán estar libres de exceso de grasa, aceite o impurezas, de manera que no constituyan riesgo alguno. Dichas unidades deberán estar provistas, cada una, de un extintor de incendios debidamente certificado en concordancia con el artículo 83 del Reglamento de Seguridad para las Actividades de Hidrocarburos, salvo que las instalaciones portuarias cuenten con un número de extintores, cuyo tipo y ubicación permita otorgarles la suficiente protección, debiendo tomar en cuenta lo dispuesto por el artículo 193 del mencionado Reglamento.

El almacenamiento, manipulación de gasolina u otros combustibles se efectuará fuera de las instalaciones portuarias.”

Artículo 37.- Material y suministros para mantenimiento.

Los materiales y suministros de carácter peligroso, destinados a la operación o al mantenimiento de unidades o instalaciones, no deben almacenarse en ningún espigón o muelle. Podrán almacenarse en lugares de la instalación portuaria destinados para este propósito y sólo en cantidades necesarias para las operaciones regulares. Dichos materiales y suministros deberán guardarse en compartimientos seguros, de fácil acceso y alejados del material inflamable.

La instalación portuaria deberá mantenerse limpia, libre de residuos y desechos.

Está prohibido la quema de basura en hogueras en las instalaciones portuarias.

Artículo 38.- Cableado eléctrico.

La instalación de cables y componentes eléctricos deberá efectuarse de conformidad con procedimientos compatibles con los requisitos establecidos en los códigos de instalaciones

eléctricas. El tipo y las características de los materiales, accesorios y dispositivos deberán ser idóneos para el uso que se pretenda darles y el cableado eléctrico existente deberá mantenerse en condiciones seguras, sin defectos o modificaciones que podrían ocasionar incendios o lesiones personales.

Artículo 39.-Equipo de extinción de incendios.

De acuerdo con el riesgo involucrado, deberá contarse con una cantidad suficiente de sistemas extintores de incendios apropiados en lugares donde sea necesario, cuya selección, instalación y mantenimiento se efectúe de conformidad con el Artículo 111 del Reglamento de Seguridad para Actividades por Hidrocarburos. En todo momento, deberán mantenerse operativos los extintores, los sistemas y dispositivos de alarma, así como las puertas de seguridad contra incendios y cualquier otro material o equipo de seguridad. Asimismo, deberá tomarse precauciones para que, en caso de producirse una situación de riesgo, sea posible conducir las mangueras de emergencia hacia el lugar del peligro y colocar las demás unidades contra incendios en áreas adyacentes.(*)

(*). Artículo modificado por el Artículo 3 del Decreto Supremo N° 043-2007-EM. publicado el 22 agosto 2007. cuyo texto es el siguiente:

“Artículo 39.- Equipo de extinción de incendios

De acuerdo con el riesgo involucrado, deberá contarse con una cantidad suficiente de sistemas extintores de incendios apropiados y en lugares donde sea necesario, cuya selección, instalación y mantenimiento se efectúe de conformidad con el Capítulo II del Título III del Reglamento de Seguridad para las Actividades de Hidrocarburos. En todo momento, deberán mantenerse operativos los extintores, los sistemas y dispositivos de alarma, así como las puertas de seguridad contra incendios y cualquier otro material o equipo de seguridad.

Asimismo, deberá tomarse precauciones para que, en caso de producirse una situación de riesgo, sea posible conducir las mangueras de emergencia hacia el lugar del peligro y colocar las demás unidades contra incendios en áreas adyacentes.”

Artículo 40.- Señalización de la ubicación de las unidades contra incendios.

Serán colocadas señales visibles en las ubicaciones de todas las unidades contra incendios, como son los hidrantes, las estaciones de toma de agua y mangueras, los extintores y las cajas de alarma contra incendios. Estas unidades deberán ser fácilmente accesibles y deben formar parte de ellas las cartillas que especifican la manera de operarlas.

Artículo 41.- Alumbrado.

La instalación portuaria deberá contar con suficiente iluminación durante la manipulación, el almacenamiento, la estiba, la carga, la descarga o el transporte de hidrocarburos líquidos, estando prohibido el uso de lámparas y linternas a kerosene y gasolina.

Artículo 42.- Disposición de cargas, fletes, mercancías o material.

La disposición de cargamentos, fletes, mercancías o material en la instalación portuaria dependerá de la estructura de esta última, no debiendo quedar bloqueada ninguna vía de acceso a fin de permitir una rápida acción contra incendios. Excepto en las instalaciones utilizadas principalmente para la transferencia de vagones o camiones cuyo destino o procedencia sean naves portadoras o barcasas transbordadoras de carga seca o hidrocarburos líquidos, la

disposición de las cargas, los fletes, las mercancías o el material en la instalación portuaria deberá sujetarse a las siguientes disposiciones:

(a) Deberá mantenerse por lo menos un espacio libre de un metro entre las columnas de cargamento, flete, mercadería o material apilado y las paredes o los muros contrafuego, en el caso de una instalación cerrada. Esta distancia se medirá a partir de la parte más saliente de la pared.

En el caso de las instalaciones abiertas, dicha distancia deberá ser de 0,50 metros medidos a partir de los costados del muelle.

(b) Cuando se trate de cargamentos, fletes mercancías o materiales inflamables o combustibles, exceptuados los hidrocarburos líquidos a granel, la altura de las pilas no deberá ser superior a 4 metros.

Los cargamentos, fletes, mercancías o materiales combustibles o inflamables, deberán apilarse de manera que exista una separación mínima de 1 metro entre la parte más alta de la hilera superior y la armadura de cubierta, vigas, viguetas u otros componentes estructurales; así como la misma separación entre dicha parte alta y los cabezales aspersores del sistema contraincendio implantado.

(c) Deberá mantenerse un espacio despejado y libre de por lo menos 1,25 metros alrededor de las cajas de alarma contra incendios, las tomas de agua, las mangueras contra incendios, las válvulas de los aspersores, las puertas de seguridad contra incendios, las escotillas de cubierta o los botiquines de primeros auxilios.

(d) Cuando en las unidades contra incendios, las cajas de alarma u otros elementos de seguridad o escotillas de cubierta se encuentren rodeados de cargamento, fletes, mercancías u otros materiales, el camino en línea recta entre aquéllos y el pasillo central, deberá mantenerse libre y tener por lo menos un metro de ancho.

(e) Cuando el sistema de control de incendios permita el ingreso de camiones al muelle, la instalación portuaria deberá estar dividida por un pasillo central con un ancho mínimo de 7 metros. De no ser éste el caso, el ancho del pasillo central podrá reducirse a 2.50 metros.

(f) Por lo menos cada 20 metros deberá haber pasillos transversales rectos con un ancho mínimo 2.0 metros que desemboquen a los costados de la instalación portuaria.

Artículo 43.- Control de los sistemas de transferencia de cargamentos de hidrocarburos líquidos en las Instalaciones portuarias.

A este respecto se aplicarán las siguientes disposiciones:
(*).

(*). Modificado por el Artículo 1 del Decreto Supremo N° 034-2004-EM, publicado el 02-09-2004, cuyo texto es el siguiente:

“Artículo 43.- Control de los sistemas de transferencia de cargamentos de hidrocarburos líquidos, Gas Licuado de Petróleo y Gas Natural Licuado en las instalaciones portuarias.

A este respecto se aplicarán las siguientes disposiciones:

(a) Los sistemas en uso deberán ser controlados y vigilados permanentemente por el propietario u operador de la instalación portuaria o su representante autorizado, al que se considerará como encargado de las operaciones de transferencia en tierra. El encargado deberá

estar capacitado y calificado para ejecutar las operaciones de transferencia de cargamentos específicos de hidrocarburos líquidos y, para este efecto, la Capitanía del Puerto deberá recibir la documentación sustentatoria pertinente.

(b) Con anterioridad a la transferencia de cargamentos de hidrocarburos líquidos, el encargado de las operaciones de transferencia en tierra deberá cerciorarse de lo siguiente:

(i) Que, durante el acoplamiento, la operación de transferencia y el desacoplamiento se emitan señales de advertencia desde el punto de transferencia de la instalación, las mismas que deberán ser vistas claramente desde todos los ángulos del litoral.

(ii) Que se haya tomado las precauciones debidas a fin de que, en caso de ser necesarios trabajos de reparación del sistema de transferencia o de los tanques receptores, éstos no coincidan con las operaciones de transferencia.

(iii) Cuando no existan sumideros o caneles fijos, se deberá colocar recipientes o cubos debajo de las conexiones de las mangueras durante el acoplamiento, el desacoplamiento y la transferencia de los hidrocarburos líquidos.

(iv) Que las juntas y acoplamientos estén confeccionados de material apropiado para mantener su hermeticidad y evitar las fugas y, además, que se empleen acoplamientos que puedan ser aflojados y/o desenganchados rápidamente en casos de emergencia.

(v) Que los acoplamientos empernados lleven una cantidad suficiente de pernos a fin de evitar fugas.

(vi) Que el encargado de las operaciones de transferencia a bordo de la nave (incluso una barcaza), vagón o camión cisterna envíe un mensaje de disponibilidad para tales efectos.

(vii) Que se obtenga una Declaración de Inspección relativa a los buques tanque y en base a ella se constate la condición de dichas naves.

(c) Al efectuarse una transferencia de cargamento cuyo destino o procedencia sea una nave (incluso una barcaza), vagón cisterna o camión cisterna, el encargado de las operaciones en tierra, deberá mantener una constante comunicación con el encargado de la transferencia a bordo de la nave (o barcaza) o en el vagón o camión cisterna, a fin de regular el sistema de transferencia y el flujo de cargamento cuando sea necesario. Para tal efecto, podrá utilizarse medios de comunicación telefónicos, visuales o electrónicos. En este último caso, el equipo empleado deberá estar protegido contra probables accidentes.

(d) El encargado del sistema de transferencia en tierra no deberá iniciar las operaciones o, de haberlas iniciado, deberá suspenderlas, en los casos siguientes:

(i) Durante una tormenta eléctrica.

(ii) En caso de producirse un incendio en la instalación o en áreas aledañas.

(iii) Si el sistema de transferencia sufre averías.

(iv) Si lo solicita el encargado de recibir el cargamento.

(e) El encargado de las operaciones de transferencia en tierra deberá ejercer el control de las mismas de la manera siguiente:

- (i) Cuando la transferencia del cargamento de hidrocarburos líquidos se efectúe desde una instalación, supervisará el accionamiento de las válvulas del sistema y enviará un aviso de disponibilidad de la instalación al encargado de la recepción; en coordinación con el encargado de la recepción, iniciará la transferencia del cargamento a un ritmo lento; efectuará el mantenimiento de las conexiones de transferencia a fin de evitar la fuga del líquido; observará la presión efectiva del sistema de transferencia; y estará preparada para regular el sistema de transferencia cuando sea necesario o cuando lo solicite el encargado de recepción.
- (ii) Cuando la transferencia del cargamento de hidrocarburos líquidos se efectúe desde una nave (o barcaza), vagón o camión cisterna hacia la instalación: supervisará el accionamiento de las válvulas del sistema, efectuará el mantenimiento de las conexiones de transferencia a fin de evitar fugas, observará la velocidad de flujo con el objeto de impedir que alcance niveles excesivos en los tanques o que el sistema de transferencia se sobrecargue, y regulará el sistema sólo después de haber dado el aviso correspondiente al encargado de las operaciones a bordo de la nave (o barcaza) o vagón o camión cisterna.
- (f) Cuando se concluyan las operaciones de transferencia, deberá vaciarse las mangueras de la instalación portuaria y asegurar la tubería para que no se produzcan derrames de hidrocarburos líquidos.
- (g) El equipo de manipulación del cargamento de hidrocarburos líquidos deberá encontrarse en buenas condiciones de funcionamiento en todo momento.
- (i) No debe utilizarse mangueras, que podrían originar filtraciones a través de ella, en operaciones de transferencia que requieran presión.
- (ii) Los sistemas de bombeo de hidrocarburos líquidos deberán someterse a pruebas por lo menos cuatro (4) veces al año, a fin de determinar su correcto funcionamiento a presiones cuando menos iguales o inferiores al nivel máximo permitido para las válvulas de alivio de seguridad o para las tuberías o mangueras de transferencia o la presión de salida máxima de las bombas.
- (iii) Deberá calibrarse por lo menos dos (2) veces al año, los manómetros de las bombas de transferencia de hidrocarburos líquidos.
- (iv) Las mangueras y tuberías de transferencia deberán someterse a pruebas hidrostáticas por lo menos dos (2) veces al año utilizándose para ello niveles de presión 1 1/2 veces mayor que la presión de trabajo máxima permitida, la cual deberá marcarse con pintura en dichas mangueras y tuberías.
- (v) No debe utilizarse mangueras cuya presión máxima de trabajo permitida sea inferior a la del sistema de tuberías de transferencia. La presión de trabajo máxima permitida de un sistema es equivalente a la de sus válvulas de alivio o, de no contar con este tipo de válvulas, a la presión máxima efectiva, incluidos los choques hidráulicos.
- (vi) Deberá verificarse el funcionamiento de las válvulas de alivio al efectuarse las pruebas hidrostáticas del sistema por lo menos cuatro (4) veces al año.
- (vii) Las fechas y resultados de todas las pruebas deberán anotarse y darse a conocer a la Capitanía del Puerto cuando ésta lo solicite. Dichos datos podrán consignarse en un cuaderno de trabajo o en etiquetas metálicas fijadas a los aparatos correspondientes.

(viii) Las tuberías de escape de las válvulas de alivio del sistema de transferencia deberán conducir los hidrocarburos líquidos a la fuente de suministro o a otro receptáculo o sumidero cerrado.

(ix) En las instalaciones donde se manipule cargamentos de hidrocarburos líquidos de diferente tipo, las mangueras y sistemas deberán llevar marcas apropiadas en las que se especifique los productos admitidos y, además, las tuberías deberán separarse totalmente utilizando un sistema de doble bloqueo y desfogue.

(h) Como parte integral del control, la carga, la descarga, la transferencia y la medición de los hidrocarburos líquidos cuyo destino u origen sean naves (buques tanque, barcasas, etc.) o vagones o camiones cisterna, deberá instalarse medidores (de desplazamiento positivo o de turbina) provistos de compensación termostática, impresoras de rótulos y calibradores de bucle. Estos medidores deberán probarse y calibrarse por lo menos una vez a la semana.

(i) En casos de emergencia, ninguna disposición de este Reglamento impedirá al encargado de las operaciones de transferencia en tierra adoptar las medidas que a su criterio resulten ser las más efectivas para corregir las causas de la ocurrencia.

"j) En los sistemas de transferencia de cargamentos de hidrocarburos líquidos, Gas Licuado de Petróleo y Gas Natural Licuado con instalaciones marinas se deberá dar cumplimiento a lo establecido en las Directivas de la Sociedad Internacional de Operadores de Transportes de Gas y de Terminales (SIGTTO) para la Selección de Ubicación y Diseño de Puertos y Embarcaderos de Gas Natural Licuado, en lo que le sea aplicable. En adición a lo anterior, se deberá dar cumplimiento a lo siguiente:

i. Las operaciones de transferencia de Gas Natural Licuado deberán contar con sistemas de control que incluyan un sistema de bloqueo en caso de emergencia (ESD) de conformidad con lo especificado en la Sección 7.2 de las Directivas del SIGTTO para la Selección de Ubicación y Diseño de Puertos y Embarcaderos de Gas Natural Licuado. Asimismo, las instalaciones de transferencia de Gas Natural Licuado deberán cumplir con lo previsto en el Capítulo 8 de la NFP 59A y las demás secciones de la NFPA 59A que resulten aplicables.

ii. Los sistemas de transferencia de Gas Natural Licuado deberán contar con sistemas de protección contra incendio de conformidad con lo establecido en el Capítulo 9 de la NFPA 59A y las demás secciones aplicables del NFPA 59A." (*)

(*) Literal agregado por el Artículo 1 del Decreto Supremo N° 034-2004-EM, publicado el 02-09-2004.

Artículo 44.- Autoridad.

La Capitanía del Puerto tendrá la facultad de exigir que las operaciones de manipulación, almacenamiento, estiba, carga, descarga o transporte de hidrocarburos líquidos se realicen sólo bajo su supervisión y control o de su representante autorizado. En caso de que la Capitanía del Puerto ejerza esta facultad, deberá acatarse puntualmente todas las directivas, instrucciones y órdenes impartidas por ésta o su representante autorizado con relación a:

- El manipuleo, el almacenamiento, la estiba, la carga, la descarga y el transporte;
- La operación de la instalación portuaria;

-El ingreso y salida de personas, artículos y objetos y su presencia en la instalación portuaria o nave; y

-La llegada, amarre y salida de naves en la instalación portuaria.

Artículo 45.-Notificación de Descargas o Fugas de Hidrocarburos Líquidos en Aguas Territoriales del Perú.

Con el objeto de reforzar la seguridad del puerto y proteger las naves, su cargamento y las instalaciones portuarias, cuando en una nave o instalación portuaria se produzca una descarga de hidrocarburos líquidos hacia aguas navegables peruanas que podría poner en peligro o contaminar el área del puerto, el propietario o capitán de la nave o el propietario u operador de la instalación portuaria, según sea el caso, deberá avisar de inmediato a la Capitanía del Puerto, así como a la Dirección General de Hidrocarburos y cumplir con el procedimiento descrito en el Artículo 17 del Reglamento de Seguridad para Actividades por Hidrocarburos.(*)

(*) Artículo modificado por el Artículo 3 del Decreto Supremo N° 043-2007-EM, publicado el 22 agosto 2007, cuyo texto es el siguiente:

“Artículo 45.- Notificación de Descargas o Fugas de Hidrocarburos Líquidos en Aguas Territoriales del Perú

Con el objeto de reforzar la seguridad del puerto y proteger las naves, su cargamento y las instalaciones portuarias, cuando en una nave o instalación portuaria se produzca una descarga de hidrocarburos líquidos hacia aguas navegables peruanas que podría poner en peligro o contaminar el área del puerto, el propietario o capitán de la nave o el propietario u operador de la instalación portuaria, según sea el caso, deberá avisar de inmediato a la Capitanía del Puerto, así como a OSINERGMIN, debiendo cumplir con el procedimiento descrito en el artículo 26 del Reglamento de Seguridad para las Actividades de Hidrocarburos.”

Artículo 46.- Responsabilidad

Las normas, regulaciones, condiciones o definiciones contenidas en este Reglamento no eximirán en modo alguno a los capitanes, propietarios, operadores y agentes de naves, diques, espigones, muelles u otras instalaciones portuarias de su principal responsabilidad que es la de velar por la seguridad de dichas naves, diques, espigones, muelles o instalaciones y sobre todo del personal.

Artículo 47.- De la Inspección de Condiciones de Seguridad.

Cada año, una empresa independiente de inspectoría deberá verificar los aspectos relativos a la seguridad. La contratación de dicha empresa estará a cargo y correrá por cuenta del(los) propietario(s) de la instalación portuaria. El(los) propietario(s) de la instalación portuaria podrá(n) realizar inspecciones internas de los aspectos de seguridad y revisiones periódicas cuando lo considere(n) pertinente. La Capitanía del Puerto tendrá la opción de inspeccionar las condiciones de seguridad, ya sea directamente o por intermedio de sus representantes.

Artículo 48.- De los Seguros

Los propietarios/operadores de las instalaciones portuarias destinadas al manipuleo de hidrocarburos líquidos estarán obligados a tomar, entre otras de Ley, las coberturas de seguros especificadas a continuación y presentar la documentación sustentatoria correspondiente:

- Pérdida de Hidrocarburo Líquido

- Siniestros Generales y Responsabilidad
- Daños o Pérdidas Materiales CAPITULO III

De las Naves

Artículo 49.- Toda nave, embarcación y/o barcaza debe cumplir con las disposiciones de seguridad emitidas por la Capitanía de Puerto y otras autoridades competentes así como con las recomendaciones del presente Reglamento.

El transportista no podrá transportar por nave un embarque de un hidrocarburo líquido que no esté preparado para el transporte de acuerdo con los procedimientos para llenado en contenedores, para carga mediante tuberías exclusivas y mangueras de carga de hidrocarburos líquidos que cumplan con las normas de calidad.

Artículo 51.- Inspectores

Todo inspector de la Dirección General de Hidrocarburos o su representante se encuentra autorizado para efectuar las labores de inspección con respecto a lo siguiente:

- (a) La inspección de naves para determinar su conveniencia para la carga de hidrocarburos líquidos;
- (b) El examen de la estiba de los hidrocarburos líquidos;
- (c) Las recomendaciones con respecto a los requisitos de almacenamiento de las cargas de hidrocarburos líquidos;

Artículo 52.- Documentos de Embarque.

52.1 Ningún transportista podrá transportar hidrocarburos líquidos por nave, a menos de que haya recibido un certificado emitido de acuerdo con los términos específicos o formatos del Ministerio de Energía y Minas / Dirección General de Hidrocarburos.

52.2 En el caso de un embarque de importación o exportación de hidrocarburos líquidos que puede ser transportado por ferrocarril, carretera o aire, el expedidor podrá certificar en el conocimiento de embarque u otro documento de embarque que el hidrocarburo líquido ha sido debidamente clasificado, descrito, marcado y rotulado de acuerdo con el certificado emitido según se describe en el inciso precedente.

Artículo 53.- Manifiesto de Carga de Hidrocarburos Líquidos.

53.1 El transportista, sus agentes o cualquier persona que designe para este propósito deberá preparar un manifiesto, lista o plan de estiba de carga peligrosa y deberá contener la siguiente información:

- (a) El nombre de la nave y número oficial. (Si la nave no tiene número oficial, deberá sustituirse por la señal de llamada internacional de radio);
- (b) La nacionalidad de la nave;
- (c) El nombre de embarque y número de identificación de cada hidrocarburo líquido a bordo.
- (d) El número y descripción de los contenedores y peso bruto de cada tipo, incluyendo los hidrocarburos líquidos cargados a granel en bodegas o debajo de los compartimentos de cubierta;

(e) La ubicación de la estiba de los hidrocarburos líquidos a bordo de la nave.

53.2 La información de hidrocarburos líquidos en el manifiesto de carga de hidrocarburos líquidos deberá ser la misma que la información proporcionada por el expedidor en la orden de embarque u otro documento de embarque. La persona que supervisa la preparación del manifiesto, lista o plan de estiba deberá garantizar que la información haya sido correctamente transcrita y certificará; a su leal saber y entender, la veracidad y exactitud de esta información mediante su firma y la consignación de la fecha de la elaboración.

53.3 El transportista y sus agentes deberán garantizar que el capitán o un oficial de cubierta debidamente autorizado por el capitán, certifique, mediante su firma, la veracidad del manifiesto de carga, lista o plan de estiba de hidrocarburos líquidos.

53.4 Todo transportista que transporte o almacene hidrocarburos líquidos en una nave deberá conservar una copia del manifiesto de carga, lista o plan de estiba de hidrocarburos líquidos durante, por lo menos, un año, y deberá tener dicho documento a disposición para fines de inspección.

Artículo 54.- Inspección de la Carga.

54.1 Naves Tripuladas. El transportista, sus agentes y cualquier otra persona que el transportista o sus agentes hubieran designado para este propósito, dispondrán una inspección de cada bodega o compartimento que contenga hidrocarburos líquidos, la misma que se efectuará después de haber finalizado la estiba y, posteriormente, por lo menos, una vez cada 24 horas, siempre que las condiciones climatológicas lo permitan, con la finalidad de garantizar que la carga se encuentre en condiciones seguras y que el movimiento no haya ocasionado ningún tipo de daño, calentamiento espontáneo, fuga, filtración, humedecimiento o que la nave o su carga de hidrocarburos líquidos no hayan sufrido otro percance desde el momento de carga y estiba. Sin embargo, no es necesario que se abra los contenedores. Las bodegas de la nave, equipadas con sistemas de detección de humo o fuego y con capacidad de monitoreo automático no necesitan ser inspeccionadas, salvo después que se finalice la estiba y después de períodos de condiciones climatológicas adversas. El transportista y sus agentes podrán disponer que se registre en el libro de registro de la cubierta de la nave cada inspección de la estiba de hidrocarburos líquidos que se lleve a cabo.

54.2 Naves No Tripuladas. Deberá efectuarse una inspección de la carga de hidrocarburos líquidos después de haberse completado la estiba con la finalidad de garantizar que ésta se haya llevado a cabo adecuadamente y que no existan signos visibles de daño a los contenedores o muestras de calentamiento, fuga o filtración.

54.3 Cuando se inspecciona una carga de hidrocarburos líquidos capaces de despedir vapores inflamables, todos los medios de iluminación deberán ser a prueba de explosión.

Artículo 55.- Situaciones de Emergencia.

Cuando a bordo de una nave suceda un accidente que involucre hidrocarburos líquidos y se ponga en peligro la seguridad de dicha nave, de sus pasajeros o tripulación, el capitán deberá adoptar los procedimientos que a su criterio ofrezcan seguridad máxima para la nave, para sus pasajeros (si los hubiere) y su tripulación.

55.1 Si el accidente ocasiona daños a los contenedores o se hace uso por emergencia de contenedores no autorizados, estos no podrán ser ofrecidos a ningún transportista expedidor para

fines de transporte. El capitán deberá notificar al Capitán del Puerto y solicitar instrucciones para la disposición de los contenedores.

55.2 Se podrá echar al mar los contenedores únicamente si el capitán juzga que esta acción es necesaria para evitar o reducir sustancialmente cualquier peligro para la vida humana o reducir algún daño importante a la propiedad.

Artículo 56.- Situaciones que Requieren Informe.

Todo informe de Accidente deberá ser remitido a la Capitanía del Puerto y a la DGH de acuerdo al Artículo N° 17 del Reglamento de Seguridad para Actividades por Hidrocarburos.

56.1 Cuando se presente alguna situación de incendio u otro percance con respecto a los hidrocarburos líquidos en una nave que transporte dicho producto, el capitán deberá notificar al Capitán de Puerto más cercano, a la brevedad posible la ocurrencia y cumplir con cualquier instrucción que imparta el Capitán de Puerto.

56.2 Cuando ocurra algún incidente durante el transporte en el cual se involucre algún hidrocarburo líquido, deberá presentarse un informe.

56.3 Cuando se eche al mar o pierda un contenedor o tanque portátil, el capitán deberá notificar al Capitán de Puerto más cercano, a la brevedad posible, la ubicación, cantidad y tipo de hidrocarburos líquidos que han sido vertidas al mar conjuntamente con el contenedor. (*)

(*) Artículo modificado por el Artículo 3 del Decreto Supremo N° 043-2007-EM, publicado el 22 agosto 2007, cuyo texto es el siguiente:

“Artículo 56.- Situaciones que Requieren Informe

56.1 Cuando ocurra alguna Emergencia durante la carga, descarga, mantenimiento o transporte en el cual se involucre algún hidrocarburo líquido, deberá presentarse un informe.

56.2 Todo informe respecto a una Emergencia deberá ser remitido a la Capitanía del Puerto y a OSINERGMIN, debiéndose cumplir con lo dispuesto por el artículo 26 del Reglamento de Seguridad para las Actividades de Hidrocarburos.

56.3 Adicionalmente, cuando se presente alguna situación de incendio u otro percance con respecto a los hidrocarburos líquidos en una nave que transporte dicho producto, el capitán deberá notificar al Capitán de Puerto más cercano, a la brevedad posible la ocurrencia y cumplir con cualquier instrucción que imparta el Capitán de Puerto.

56.4 Cuando se eche al mar o se pierda un contenedor o tanque portátil, el capitán deberá notificar al Capitán de Puerto más cercano, a la brevedad posible, la ubicación, cantidad y tipo de hidrocarburos líquidos que han sido vertidas al mar conjuntamente con el contenedor.”

Artículo 57.- Aceptación de Contenedores de Hidrocarburos Líquidos Dañados o con Fuga.

Los transportistas no podrán transportar contenedores que se encuentren dañados y que pudieran permitir el escape de sus contenidos; así como aquellos contenedores que presenten posibilidad de fugas o que den pruebas de que no funcionan adecuadamente como contenedores de los productos, a menos que sean restaurados o reparados a satisfacción del capitán de la nave.

58.1 El transportista no podrá transportar por nave hidrocarburos líquidos que se ofrezcan bajo nombres, marcas, facturas, documentos de embarque u otra declaración falsa o engañosa o sin

que el expedidor proporcione información escrita sobre la verdadera naturaleza de los hidrocarburos líquidos al momento de su entrega.

58.2 Si un embarque infractor se encuentra en tránsito, el capitán de la nave deberá adoptar los procedimientos que a su criterio brinden la máxima seguridad a la nave, a sus pasajeros (si los hubiere) y a la tripulación. Asimismo velará por el cumplimiento de las disposiciones correspondientes. Si la nave se encuentra en el puerto, el hidrocarburo líquido no podrá ser entregado y el capitán deberá notificar al Capitán de Puerto más cercano y a la DGH del hecho y solicitar instrucciones para la disposición de los hidrocarburos líquidos.

Artículo 59.- Preparación de la Nave.

59.1 Cada bodega o compartimento en donde se cargue y estibe hidrocarburos líquidos deberá encontrarse libre de desperdicios, antes de procederse a la carga de hidrocarburos líquidos.

59.2 Las cubiertas, pasillos, escotillas, puertos de carga y tuberías/tubos múltiples sobre o a través de los cuales se transporte o manipule hidrocarburos líquidos para la carga o descarga, deberán encontrarse libres de todo hidrocarburo líquido antes de iniciarse las operaciones de manipuleo de carga.

59.3 Durante las operaciones de carga o descarga, los residuos que puedan ocasionar peligro de incendio o condiciones peligrosas para las personas encargadas del manipuleo de hidrocarburos líquidos, deberán encontrarse en la cubierta superior de la nave.

Artículo 60.- Señales de Prohibición de Fumar.

Es prohibido fumar durante la carga, estiba, almacenaje, transporte o descarga de hidrocarburos líquidos. El transportista y el capitán de la nave asumen la responsabilidad conjunta de colocar avisos de "NO FUMAR" en lugares visibles.

Artículo 61.- Transporte de Vehículos Cargados con Hidrocarburos Líquidos que son Transportados a Bordo de Naves de Traslado.

Un vehículo de transporte que contenga hidrocarburos líquidos podrá transportarse a bordo de una nave de traslado, con sujeción a las siguientes condiciones:

61.1 El operador o persona a cargo del vehículo deberá entregar al representante de la nave una copia de los documentos de embarque, así como de los certificados que se requiera.

61.2 El vehículo deberá colocarse en la ubicación indicada por el representante de la nave;

61.3 Los frenos de estacionamiento del vehículo deberán ser aplicados a fin de evitar movimiento alguno. Por lo menos dos de las ruedas deben ser inmovilizadas con calzas;

61.4 El motor del vehículo deberá apagarse y no podrá volver a encenderse hasta que la nave haya atracado después de haber completado su viaje;

61.5 Se deberá apagar las luces de los vehículos y las mismas no se podrán encender hasta que la nave haya atracado, después de completar su viaje;

61.6 No se efectuará reparación o ajuste alguno al vehículo mientras se encuentre dentro de la nave;

61.7 No se podrá efectuar ninguna descarga de hidrocarburos líquidos que contenga el vehículo;

61.8 Deberá acatarse toda instrucción que imparta el representante de la nave durante el viaje;

61.9 Se prohíbe que alguna persona fume en un vehículo o alrededor del mismo.

Artículo 62.- Las naves que proporcionan servicio similar al de trasbordo, pero no en una ruta de trasbordo designada, podrán considerarse como naves de trasbordo para fines de este Capítulo.

Artículo 63.- Requisitos para Barcazas

Las barcazas utilizadas para transportar hidrocarburos líquidos deberán haber sido construidas de acero.

Artículo 64.- Equipo Eléctrico y Cableado

64.1 El equipo eléctrico y los cables instalados en los compartimentos en los cuales se almacenen hidrocarburos y que no necesiten ser activados durante el viaje deberán ser aislados del suministro, de modo que no se active ninguna parte del circuito dentro del compartimento. El método de aislamiento podrá ser mediante retiro de fusibles, apertura de conmutadores o interruptores de circuito o desconexión de barras colectoras.

Artículo 65.- Protección contra Rayos

Deberá proporcionarse en conductor de rayos conectado al mar para instalarse sobre cualquier mástil o estructura similar de una nave en la que se estibe o almacene hidrocarburos líquidos, a menos que se haya suministrado una conexión eléctrica efectiva entre el mar y la extremidad del mástil o estructura similar y a través del cuerpo principal de la estructura del casco. (Los mástiles de acero en los barcos de todas las construcciones soldadas cumplen con este requisito).

Artículo 66.- Iluminación Artificial

Las luces eléctricas, exceptuando las luces de arco voltaico constituyen la única forma de iluminación artificial que se permite cuando se carga y descarga hidrocarburos líquidos.

Artículo 67.- Radio y Radar

67.1 Cuando se carga, descarga o manipula hidrocarburos líquidos, la persona responsable deberá garantizar que todas las fuentes de radiación electromagnética como transmisores de radio o radar se desactiven abriendo los conmutadores que controlan las fuentes y colocándoles marbetes para advertir que los dispositivos no deben ser activados hasta que la carga o descarga haya concluido.

68.1 El contenedor de hidrocarburos líquidos deberá mantenerse tan fresco como sea posible y deberá estibarse lejos de todas las fuentes de calor e ignición.

68.2 El contenedor de hidrocarburos líquidos equipado con un ducto de ventilación o dispositivo de escape de seguridad, deberá estibarse únicamente "sobre cubierta".

68.3 Los requisitos siguientes se aplican a cada bodega o compartimento en que se transporte hidrocarburos líquidos:

(a) Cada bodega o compartimento deberá estar ventilado.

(b) No se permite el estiba de hidrocarburos líquidos a menos de 6 metros de una mampara que forme un límite o cubierta de algún cuarto de calderas, cuarto de máquinas, carbonera, cocina o ducto de ventilación del cuarto de calderas.

(c) Los hidrocarburos líquidos no podrán estibarse en una bodega que se encuentre a menos de 6 metros de una mampara común con el cuarto de máquinas, a menos que la nave esté impulsada por motores de combustión interna.

(d) Cada abertura en una mampara común de una bodega adyacente deberá cerrarse completamente en forma segura y hacerla impermeable al gas, a menos que la bodega o compartimento adyacente también se utilice para el almacenamiento de hidrocarburos líquidos.

68.4 Adicionalmente se aplicará las siguientes exigencias a cada bodega o compartimento en el que se transporten hidrocarburos líquidos:

(a) Si se estiba hidrocarburos líquidos cuyo peso exceda los 1000 kg sobre cubierta en una bodega o compartimento, deberá colocarse una tela metálica resistente al fuego en el extremo superior de cada ducto de ventilación que conduce desde dicha bodega o compartimento. La tela metálica a prueba de fuego deberá cubrir completamente el área abierta. Deberá estar formada por dos capas de cable de metal resistente a la corrosión de malla de 20 x 20 o más fina, espaciada a 1 cm como mínimo o a 4 cm como máximo.

(b) Salvo cuando se equipe con accesorios eléctricos contra explosiones, cada circuito eléctrico que proporcione energía a la bodega o compartimento deberá desconectarse de todas las fuentes de poder. No se podrá activar ningún circuito hasta que los gases comprimidos de hidrocarburos y los vapores se hayan retirado de la bodega o compartimento. Deberá emplearse iluminación portátil a prueba de explosión si la fuente de energía proviene de tomacorrientes eléctricos que se encuentren fuera de la bodega o compartimento y sobre la cubierta superior; y

(c) No se podrá transportar hidrocarburos líquidos cuyo peso exceda los 1000 kg en alguna bodega o compartimento que esté provista de ductos de ventilación tipo cuello de ganso.

“Artículo 68A.- Requisitos para las naves que transporten hidrocarburos líquidos, Gas Licuado de Petróleo y Gas Natural Licuado - GNL.

Las mencionadas naves deberán cumplir con los siguientes requisitos, en lo que le sea aplicable:

a) Toda conexión y protocolo con las instalaciones de carga del muelle, deberán dar cumplimiento a las Directivas de SIGTTO Conexión - Tierra/Nave y Comunicaciones Necesarias para la conexión de la Nave al Amarradero.

b) Los requisitos para el ESD (Emergency Shut Down) durante la carga de las instalaciones de almacenamiento de las naves deberán cumplir las Recomendaciones y Directivas del SIGTTO para el Sistema de Bloqueo en caso de emergencia.

c) Cumplir con las Secciones aplicables de las Directivas del SIGTTO para la Selección de Ubicación y Diseño de Puertos y Embarcaderos.” (*)

(*) Artículo agregado por el Artículo 2 del Decreto Supremo N° 034-2004-EM, publicado el 02-09-2004.

Artículo 69.- Protección contra Incendios

69.1 Por cada 79,500 litros o parte de los mismos de hidrocarburos líquidos que se transporte a bordo de una nave, en una cisterna portátil o cisterna de carga de un vehículo motorizado, deberá contarse, por lo menos, con un extintor rodante de 56,3 kg de polvo químico seco con rango de extinción de 320 BC (NTP 350.062), un número adecuado de extintores portátiles certificados con clasificación BC de acuerdo al riesgo, y una manguera provista de una boquilla mecánica portátil aprobada para espuma con un tubo de aspiración y dos envases metálicos de 19 litros de concentrado líquido de espuma. Cada sistema de espuma deberá estar listo para ser utilizado con cada contenedor de hidrocarburo líquido para el que se requiera. Cada extintor contra incendio deberá estar accesible con respecto al tanque que supuestamente protegerá.

69.2 La manguera para incendios en cada toma de agua ubicada en las proximidades de las áreas de estiba de hidrocarburos líquidos deberá encontrarse provista de una boquilla de combinación (chorro sólido y niebla) aprobada.

69.3 Deberá mantenerse la presión en la tubería principal contra incendios de la nave durante la carga y descarga de hidrocarburos líquidos.

69.4 Deberá tenerse acceso a dos extintores portátiles de polvo químicos seco BC, cada uno de 12 kg de capacidad con un rango certificado de extinción de 120 BC (NTP 350.062) para cualquier contenedor de hidrocarburos líquidos, así como para ser utilizado en las operaciones de carga.

69.5 En el caso de amplios espacios de bodega y compartimentos para el transporte de hidrocarburos líquidos a granel, las disposiciones de extinción de incendios deberán incluir el almacenamiento de botellas o contenedores de grandes cantidades de CO₂ y/o nitrógeno con tuberías principales y líneas de distribución hacia los espacios de bodegas y/o compartimentos para apagar incendios.

Artículo 70.- Uso de Lámparas Portátiles

Cada lámpara portátil que se emplee en la cubierta o cerca de alguna bodega o compartimento que tenga un contenedor de hidrocarburos líquidos deberá encontrarse disponible para su uso, sobre todo en lugares peligrosos con riesgo de explosiones o incendios.

Artículo 71.- Prohibición de Fumar o Emplear Fuego Abierto y Colocación de Letreros de Advertencia

71.1 Se prohíbe fumar o el uso de fuego abierto en cualquier bodega o compartimento que contenga gas de hidrocarburos o cerca a algún ventilador que conduzca a una bodega que contenga gas de hidrocarburos.

71.2 Deberá colocarse letreros fácilmente visibles de advertencia sobre la presencia de vapores inflamables en las cercanías de una área de estiba de gas de hidrocarburo y cerca de cada ventilador de bodega de carga que conduzca a una bodega que contenga este material.

Artículo 72.- Disposiciones de Seguridad

El personal de buques petroleros deberá estar equipado con suficiente cantidad de aparatos de respiración y de aire autocontenido (mínimo seis) y explosímetros (mínimo dos) que llevarán como equipo de uso personal al realizar inspecciones de seguridad a bordo de buques tanque y al verificar posibles fugas de hidrocarburos líquidos o emisiones de vapores provenientes de los mismos. Por lo menos dos miembros de la tripulación trabajarán como equipo, actuando juntos durante cada inspección en un compartimento donde se encuentre estibado contenedores o

hidrocarburos líquidos o en caso de que sea necesario examinar alguna supuesta fuga o emisiones de vapores.

Adicionalmente, se deberá instalar detectores de vapor, calor y fuego con indicaciones locales y a distancia con la finalidad de alertar a los buques petroleros que debe tomarse medidas inmediatas de emergencia en caso de peligro. Es necesario que el personal de los buques petroleros se capaciten en primeros auxilios con respecto a procedimientos de resucitación pulmonar y aplicación de oxígeno para ayudar a la respiración normal de aquellos miembros de la tripulación que se vean afectados por vapores.

TITULO IV

MEDIO TERRESTRE CAPITULO I Por Carretera

Artículo 73.- Alcance

El presente título establece los requisitos generales aplicables al transporte de hidrocarburos líquidos y gases de hidrocarburos por transportistas privados públicos o contratados, que utilicen vehículos motorizados, incluyendo camiones de carga que transporten bultos, contenedores de hidrocarburos y camiones cisterna. ()

Artículo 74.- Todo vehículo motorizado utilizado en el transporte, así como todo transportista, deberá acatar las disposiciones de seguridad emitidas por la autoridad competente de Tránsito, así como de las recomendaciones del presente Reglamento.

Artículo 75.- Inspección

Los registros, equipo y contenedores que se encuentren bajo el control de un transportista de camión, en tanto conciernan a la seguridad de Transporte en vehículos motorizados, deberán ponerse a disposición del representante del Ministerio de Transporte o de la DGH para que los someta a examen e inspección. ()

(*) Artículo derogado por el numeral 5) de la Única Disposición Complementaria Derogatoria del Decreto Supremo N° 021-2008-MTC. publicado el 10 junio 2008. La misma que de conformidad con su Segunda Disposición Complementaria Transitoria entrará en vigencia a partir de los sesenta (60) días calendarios. contados desde su publicación en el diario oficial El Peruano. salvo las disposiciones que tienen plazos específicos. Posteriormente el numeral 5 de la citada Disposición fue modificado por el Artículo 2 del Decreto Supremo N° 030-2008-MTC. publicado el 02 octubre 2008. donde deroga el presente inciso. No obstante, dicha norma seguirá siendo aplicable para el caso del transporte terrestre de hidrocarburos. en tanto se aprueban las normas complementarias que regularan los aspectos técnicos y de seguridad de dicha actividad.

Artículo 76.- Embarques a través de Transportistas de Conexión.

Los transportistas de conexión que ofrezcan transportar embarques de hidrocarburos líquidos deberán cumplir con todas las normas y reglamentos aplicables.

Artículo 77.- Embarques Extraviados o Perdidos.

77.1 Todo transportista que tenga en su poder embarques de hidrocarburos líquidos en contenedores, que en los registros de la DGH están considerados como extraviados, (perdidos) podrá enviarlos a su destino, si éste fuera conocido, una vez que se haya verificado mediante una inspección, que cada contenedor se encuentra en condiciones adecuadas para su transporte.

77.2 Si el bulto que contiene hidrocarburos líquidos no estuviera rotulado y no se pudiera determinar la clasificación exacta, el transportista deberá colocar en él una etiqueta con el siguiente texto: LIQUIDO INFLAMABLE. (*) para la operación segura de dicho vehículo. La capacitación del conductor deberá incluir los siguientes aspectos:

78.1 Inspección de seguridad antes del viaje;

78.2 Uso de los controles y equipo del vehículo, incluyendo la operación del equipo de emergencia;

78.3 Operación del vehículo, incluyendo viraje, retroceso, frenado, estacionamiento, manipuleo, así como dominio de las características del vehículo, considerando aquéllas que comprendan el frenado y curvas, efectos de la velocidad en el control del vehículo, peligros vinculados a maniobras en las curvas, al clima o a las condiciones del camino que un conductor pudiera experimentar (por ejemplo, vientos, terreno montañosos, etc.) y un alto centro de gravedad.

78.4 Procedimientos para recorrer túneles, puentes y pasos a nivel;

78.5 Requisitos correspondientes al servicio de vehículos, estacionamiento, disposiciones sobre el fumar, recorridos e informes de ocurrencias; y

78.6 Carga y descarga de material, incluyendo: Compatibilidad y separación de carga en una operación de carga mezclada; Seguridad de la carga.

Artículo 79.- Requisitos especiales relativos a tanques de carga y tanques portátiles.

Además de la exigencia de capacitación a que se hace referencia en el Artículo anterior de esta sección, toda persona que opere un tanque de carga o un vehículo con tanque portátil con capacidad para 3.785 metros cúbicos o más debe recibir una capacitación que se cña a los requisitos exigidos en este capítulo y tener licencia profesional para conducir. La capacitación especializada incluirá lo siguiente:

79.1 Operación de los controles de emergencia del tanque de carga o el tanque portátil;

79.2 Características especiales sobre el manejo del vehículo, incluyendo: centro alto de gravedad, carga de fluido sujeta a impulsión, efectos de la impulsión de carga de fluido en el frenado, diferencias y características en la estabilidad entre tanques con divisiones, sin divisiones y con compartimientos múltiples; y efectos de cargas parciales en la estabilidad del vehículo;

79.3 Procedimientos de carga y descarga;

79.4 Las propiedades y peligros del material transportado; y

79.5 Requisitos de nuevas pruebas e inspección para tanques de carga.

Artículo 80.- La capacitación del personal responsable deberá llevarse a cabo dando cumplimiento a los requisitos actuales correspondientes a la licencia de conductor/operador (licencia profesional para conducir), con un endose referente a la operación de un vehículo tanque de hidrocarburos líquidos; así como ceñirse a los requisitos estipulados en este capítulo respecto a la frecuencia de las operaciones/deberes y mantenimiento de registros. ()

El Peruano, salvo las disposiciones que tienen plazos específicos. Posteriormente el numeral 5 de la citada Disposición fue modificado por el Artículo 2 del Decreto Supremo N° 030-2008-MTC, publicado el 02 octubre 2008, donde deroga el presente inciso. No obstante, dicha norma seguirá

siendo aplicable para el caso del transporte terrestre de hidrocarburos, en tanto se aprueban las normas complementarias que regularan los aspectos técnicos y de seguridad de dicha actividad.

Artículo 81.- Documentos de Embarque

Un transportista no podrá movilizar hidrocarburos líquidos si no cuenta con el documento de embarque (guía de remisión) correspondiente, preparado de conformidad con las disposiciones de la DGH, así como de la correspondiente Cartilla de Seguridad (CS) del o de los productos que transporta. ()

(*) Artículo derogado por el numeral 5) de la Única Disposición Complementaria Derogatoria del Decreto Supremo N° 021-2008-MTC, publicado el 10 junio 2008. La misma que de conformidad con su Segunda Disposición Complementaria Transitoria entrará en vigencia a partir de los sesenta (60) días calendarios, contados desde su publicación en el diario oficial El Peruano, salvo las disposiciones que tienen plazos específicos. Posteriormente el numeral 5 de la citada Disposición fue modificado por el Artículo 2 del Decreto Supremo N° 030-2008-MTC, publicado el 02 octubre 2008, donde deroga el presente inciso. No obstante, dicha norma seguirá siendo aplicable para el caso del transporte terrestre de hidrocarburos, en tanto se aprueban las normas complementarias que regularan los aspectos técnicos y de seguridad de dicha actividad.

Artículo 82.- Certificación del Expedidor

El transportista puede negarse a movilizar un hidrocarburo líquido si el documento de embarque (guía de remisión) que describe el material, no incluye una certificación del expedidor de que se cumple con los requisitos establecidos en este capítulo.

Artículo 83.- Transferencias con transportistas ferroviarios

Todo transportista de camión deberá marcar en el documento de envío que se exige en términos de esta sección, si es que ofrece o entrega un contenedor o vehículo de transporte a un transportista ferroviario para la posterior movilización del producto. Para tal efecto deberá consignar lo siguiente:

83.1 Una descripción del contenedor o vehículo de transporte; y

83.2 El tipo de rótulo fijado en el contenedor o vehículo de transporte, el mismo que deberá obedecer a la señalización pictórica (rombo) de la norma NTP 399-015 y adicionando el número de las Naciones Unidas (UN) correspondiente al producto.

Artículo 84.- Accesibilidad a los Documentos de Embarque-Accidente o Inspección.

El conductor de un vehículo motorizado que transporte un hidrocarburo líquido y todo transportista que utilice tal vehículo deberán asegurarse de que el documento de embarque (guía de remisión) que se exige en esta sección se encuentre a disposición y debidamente certificado por las autoridades competentes en caso de accidente o inspección. (*) conformidad con su Segunda Disposición Complementaria Transitoria entrará en vigencia a partir de los sesenta (60) días calendarios, contados desde su publicación en el diario oficial El Peruano, salvo las disposiciones que tienen plazos específicos. Posteriormente el numeral 5 de la citada Disposición fue modificado por el Artículo 2 del Decreto Supremo N° 030-2008-MTC, publicado el 02 octubre 2008, donde deroga el presente inciso. No obstante, dicha norma seguirá siendo aplicable para el caso del transporte terrestre de hidrocarburos, en tanto se aprueban las normas complementarias que regularan los aspectos técnicos y de seguridad de dicha actividad.

Artículo 85.- El conductor podrá rehusarse a movilizar un vehículo de transporte que contenga hidrocarburos líquidos, si dicho vehículo no lleva el rótulo ni la inscripción que se establecen como requisitos, a menos que sea un caso de emergencia.

Artículo 86.- De la Carga y Descarga

Todo tanque, cilindro u otro contenedor que no se encuentre permanentemente sujeto en un vehículo motorizado, que contenga hidrocarburos líquidos o gases de hidrocarburos, deberá estar asegurado contra todo movimiento dentro del vehículo en el cual son transportados, bajo las condiciones que normalmente corresponden al transporte.

Artículo 87.- No se cargará hidrocarburos líquidos en remolques ni se permitirá su transporte en dichos vehículos.

Artículo 88.- Se prohíbe hacer fuego o fumar en un vehículo motorizado o cerca de él cuando se esté realizando la carga o descarga de hidrocarburos líquidos o gases de hidrocarburos.

Artículo 89.- No se cargará ni se descargará hidrocarburos líquidos o gases, de un vehículo motorizado, a menos que el freno de mano (parqueo) se encuentre debidamente accionado y se hayan tomado todas las precauciones razonables, a fin de evitar el movimiento del vehículo durante el proceso de carga o descarga.

Artículo 90.- No deberá usarse herramientas que pudieran impedir el cierre o la apertura de un contenedor durante la carga o descarga de hidrocarburos líquidos o gases.

Artículo 91.- Los contenedores de hidrocarburos líquidos o gases de hidrocarburos deberán estar adecuadamente sujetos para evitar movimiento alguno durante su transporte.

En el caso de que los contenedores tengan válvulas u otros accesorios deberán cargarse de modo tal que la posibilidad de daño a las mismas durante el transporte sea mínima.

Artículo 92.- Deberá tenerse especial cuidado para evitar aumentos indebidos de temperatura en los contenedores y del producto que llevan durante el transporte. No deberá realizarse manipulaciones peligrosas con el contenedor o su contenido ni éste deberá descargarse en ningún lugar entre el punto de origen y el punto de destino establecido. La descarga del contenedor, con excepción de tanques de carga, no deberá realizarse antes de retirarlo del vehículo motorizado. Ninguna de las disposiciones de este Artículo se interpretarán como una prohibición al aprovisionamiento de combustible de maquinaria o vehículos utilizados en la construcción o mantenimiento de caminos.

Artículo 93.- Al prepararse para la carga, deberá ventilarse todos los camiones para verificar la existencia de presión residual resultante de un uso previo de transporte de hidrocarburos líquidos o gases de hidrocarburos. La ventilación se hará únicamente por intervalos cortos hasta que se termine la evacuación. No obstante, si la ventilación para eliminar la presión fuera a originar una cantidad peligrosa de vapor al exterior del vehículo, dicha ventilación deberá diferirse hasta que la presión se haya reducido. Para ello se dejará el vehículo a la intemperie, una noche, para que se enfríe a temperatura ambiente. Estas precauciones no serán necesarias cuando el vehículo esté equipado con una tapa de registro con bisagras hacia adentro o con una tapa de registro interna que no tenga que ser retirada para descargar el vehículo y, asimismo, cuando la presión se elimine introduciendo vapor por medio de tuberías en un condensador o tanque de almacenamiento.

Artículo 94.- Cuando se efectúe la carga, el flujo de hidrocarburos líquidos deberá hacerse a través de la conexión de válvulas inferiores de entrada/llenado de un camión cisterna, si estuviera

equipado para tal fin. Todos los camiones cisterna que se utilicen en el futuro deberán tener conexiones de válvulas de llenado inferiores. Las conexiones de las tuberías de llenado, ya sean de manguera flexible o de brazos metálicos de carga deberán estar equipadas con empalmes de conexión y desconexión rápida, así como válvulas de sellado total que se puedan cerrar con válvulas de retención a fin de evitar la pérdida de líquidos en caso de ser necesario, usar la desconexión rápida al presentarse una emergencia y se requiera evacuar el camión cisterna en un caso de peligro.

(*) De conformidad con el Artículo 2 del Decreto Supremo N° 021-98-EM, publicado el 03-06-98, se precisa que los camiones cisterna que transporten exclusivamente petróleo residual no están obligados al cumplimiento de lo dispuesto en los artículos 94 y 95 del Reglamento aprobado por Decreto Supremo N° 26-94-EM.

Artículo 95.- Los camiones cisterna existentes que no estuvieran equipados para carga inferior deberán ser modificados dentro de un plazo de veinticuatro (24) meses una vez que se haya aprobado este Reglamento.(*).

(*) De conformidad con el artículo 1 del Decreto Supremo N° 021-98-EM, publicado el 03-06-98, se amplía el plazo a que se refiere éste artículo, conforme al siguiente cuadro:

Registro	N°	Plazo
000001 al	969999	hasta el 31/10/98
970000 al	999999	hasta el 30/11/98
1000000 al	1500000	hasta el 31/12/98 (1)(2)(3)(4)

(1) Los camiones cisternas que transporten exclusivamente petróleo residual no están obligados al cumplimiento de este artículo, ni del artículo 95°.

(2) De conformidad con el Artículo 1 del Decreto Supremo N° 036-98-EM, publicado el 04-11-98, se amplía hasta el 30 de junio de 1999, los plazos a que se refiere este Artículo para que los camiones cisterna de transporte de combustibles que no estuvieran equipados para carga inferior, cumplan con adecuar sus instalaciones.

(3) De conformidad con el Artículo 1 del Decreto Supremo N° 019-99-EM, publicado el 12-06-99, amplíase el plazo a que se refiere el Artículo 1 del Decreto Supremo N° 036-98-EM hasta el 30 de abril del 2000, para que los camiones cisterna y camiones tanque de transporte de combustibles líquidos que no estuvieran equipados con el sistema de llenado por la parte inferior y sistema de recuperación de vapores, cumplan con adecuar sus instalaciones.

(4) De conformidad con el Artículo 1 del Decreto Supremo N° 010-2000-EM, publicado el 05-05-2000, se establecen plazos para que los camiones cisterna y camiones tanque de transporte de combustibles líquidos, incluidos los que transporten exclusivamente kerosene con capacidad inferior o igual a 1500 galones, que no estuvieran equipados para carga inferior y sistema de recuperación de vapores cumplan con adecuarse a las disposiciones del presente Reglamento.

Artículo 96.- Las operaciones de carga y descarga de vehículos cisterna se ejecutarán empleando preferentemente, medidores termocompensadores (ya sea de desplazamiento positivo o

medidores de turbina, dependiendo de las características de operación que se consideren las más adecuadas), equipados con circuitos calibradores y/o usando medidores maestros, que hayan recibido mantenimiento y calibración con circuitos calibradores para esta función especializada en un local central de inspección.

Artículo 97.- Las transferencias de hidrocarburos líquidos tanto en la carga como en la descarga, deberán realizarse preferentemente usando medidores equipados con registros de volumen de flujo con impresora, a fin de formalizar la transferencia y la transacción.

Artículo 98.- Requisitos de Supervisión.

98.1 Carga.- En toda oportunidad en que se realice una carga, el tanque de carga de hidrocarburo líquido o carga de hidrocarburos debe contar con la supervisión de una persona calificada en toda oportunidad en que se realice una carga. La persona responsable de cargar el tanque también tendrá la obligación de asegurar que el proceso se lleve a cabo de la manera adecuada.

98.2 Descarga. El transportista de camión que lleve hidrocarburos líquidos o gases de hidrocarburos en un tanque de carga deberá asegurarse que una persona debidamente calificada lo supervise en todo momento durante la descarga. No obstante, la obligación del transportista de garantizar la supervisión en la descarga se considerará terminada en caso de que:

- (a) El transportista haya cumplido con su obligación de transportar los hidrocarburos líquidos;
- (b) El tanque de carga se haya colocado en las instalaciones del consignatario; y
- (c) La fuerza motriz se hubiera retirado del tanque de carga y de las instalaciones.

98.3 Una persona se considerará "calificada" si tiene conocimiento de las características y el comportamiento de los hidrocarburos líquidos o gases de hidrocarburos que sean motivo de carga o descarga; si ha recibido instrucciones sobre los procedimientos a seguir en casos de emergencia; si está autorizado a mover el tanque de carga; y si cuenta con los medios para hacerlo. (*)

(*) Numeral 98.3 derogado por el numeral 5) de la Única Disposición Complementaria Derogatoria del Decreto Supremo N° 021-2008-MTC, publicado el 10 junio 2008. La misma que de conformidad con su Segunda Disposición Complementaria Transitoria entrará en vigencia a partir de los sesenta (60) días calendarios, contados desde su publicación en el diario oficial El Peruano, salvo las disposiciones que tienen plazos específicos. Posteriormente el numeral 5 de la citada Disposición fue modificado por el Artículo 2 del Decreto Supremo N° 030-2008-MTC, publicado el 02 octubre 2008, donde deroga el presente inciso. No obstante, dicha norma seguirá siendo aplicable para el caso del transporte terrestre de hidrocarburos, en tanto se aprueban las normas complementarias que regularan los aspectos técnicos y de seguridad de dicha actividad.

98.4 La manguera de descarga que se encuentre colocada en el tanque de carga se considerará parte del vehículo.

- a) La plataforma del vehículo debe ser plana y contar con dispositivos y elementos de sujeción para la carga. Sólo podrán cargar en su plataforma de carga, como máximo, la capacidad de los Contenedores Intermedios llenos y/o vacíos equivalente a la carga útil del vehículo.
- b) El Transportista de Combustibles Líquidos en Contenedores Intermedios deberá contar con una cartilla de seguridad de los productos que puede transportar, que incluya las acciones de

respuesta y apoyo externo ante emergencias en la operación. Esta cartilla deberá permanecer siempre en el vehículo.

c) El vehículo deberá contar con puertas traseras y baranda metálica o de madera, en ningún caso a una altura menor a la altura de los niveles de los Contenedores Intermedios a transportar. Esta disposición no es aplicable a vehículos con otros sistemas de apilamiento y sujeción.

d) El vehículo deberá contar con dispositivos y material de amarre o sujeción de los Contenedores Intermedios, como cordel del tipo nylon o similar con un mínimo de 15 mm de diámetro. En caso que los dispositivos y elementos de sujeción sean metálicos, deberán tomarse previsiones para que no se produzcan chispas por roce metálico. Los Contenedores Intermedios deberán fijarse al vehículo de manera tal que se evite cualquier movimiento que pudieran causarles daños durante su transporte.

e) El vehículo deberá contar con un número adecuado de cuñas para asegurarlo durante la operación de carga y descarga, mínimo dos (2) cuñas.

f) El vehículo y los Contenedores Intermedios, deberán estar rotulados o etiquetados de acuerdo con la correspondiente clasificación y tipo de riesgo establecido en el Libro Naranja de las Naciones Unidas.

g) El vehículo deberá estar dotado como mínimo con dos (2) extintores, los cuales serán de polvo químico seco tipo ABC, con una capacidad de extinción certificada mínima de 4A:80BC.

Los extintores deberán estar certificados por Underwriters Laboratories - UL o entidad similar acreditada por el INDECOPI o por un organismo extranjero de acreditación signatario de alguno de los Acuerdos de Reconocimiento Mutuo de la Internacional Accreditation Forum - IAF o la Inter American Accreditation Cooperation - IAAC, de acuerdo a la NTP 350.026, así como de las NTP 350.062-2 y 350-062-3. Alternativamente, se aceptará extintores aprobados por Factory Mutual - FM que cumplan con la ANSI/UL 299 y cuya capacidad de extinción cumpla con la ANSI/UL 711.

Los servicios de mantenimiento y recarga de todos los extintores deben ser efectuados por empresas certificadas por entidades acreditadas por el INDECOPI o por un organismo extranjero de acreditación signatario, que cuenten con el equipamiento indicado en la NTP 833.026-1 y los procedimientos y requisitos señalados en la NTP 350.043-1, adicionalmente las empresas certificadas deberán contar con la autorización del fabricante del extintor, para ofrecer el mencionado servicio con repuestos originales y garantía de fábrica.

h) El vehículo deberá contar con los equipos básicos para atención de emergencias descritos en la cartilla de seguridad.

i) El vehículo deberá contar con equipo para la recolección y limpieza de derrames: Un rollo de cinta amarilla y negra para aislar la zona y demarcar peligro, paños absorbentes, cordones o barreras absorbentes, una pala de plástico antichispa, bolsas de polietileno de alta densidad, masillas epoxy para reparar fisuras.

j) El vehículo deberá llevar letreros visibles que indiquen “PELIGRO COMBUSTIBLE” en la parte frontal y posterior; y “NO FUMAR” en las partes laterales.

k) El transporte de Contenedores Intermedios llenos y/o vacíos se hará solamente en posición vertical, apoyados en sus bases y hasta un máximo de un (01) nivel.

l) Los Contenedores Intermedios deberán cumplir con las disposiciones señaladas en la NFPA 30, en lo que resulte aplicable." ()

(*). Artículo incorporado por el Artículo 3 del Decreto Supremo N° 015-2014-EM, publicado el 09 mayo 2014.

"Artículo 98-B.- En la operación de carga - descarga en las Unidades de Transporte de Combustibles Líquidos en Contenedores Intermedios deberá observarse lo siguiente:

a) Los Contenedores Intermedios estarán correctamente estibados y sujetos por los materiales indicados en el literal d) del artículo 98-A, de manera tal que se evite cualquier desplazamiento de los componentes, unos respecto de otros, y en relación con las paredes del vehículo o contenedor, evitando que se caigan, resbalen y reboten durante el transporte.

b) Los Contenedores Intermedios deberán ir en posición vertical y estar herméticamente cerrados. El Transportista de Combustibles Líquidos en Contenedores Intermedios, deberá rechazar aquellos Contenedores Intermedios que presenten fuga de líquidos o vapores. Los Contenedores Intermedios deberán mantener un espacio vacío en su interior, de volumen suficiente para evitar el derrame o la deformación a causa de la dilatación del contenido por aumento de temperatura.

c) Los Contenedores Intermedios metálicos que se usen para el transporte de Combustibles Líquidos no deberán presentar corrosión.

d) Los Contenedores Intermedios que se usen para el transporte de Combustibles Líquidos no deberán presentar materiales extraños u otro tipo de deterioro.

e) En la operación de carga y descarga de los Contenedores Intermedios deben tomarse las medidas de seguridad apropiadas para evitar golpes, caídas, derrames o pérdida de Combustibles Líquidos, acorde a lo recomendado en el Libro Naranja de las Naciones Unidas titulado "Recomendaciones relativas al Transporte de Mercancías Peligrosas".

f) No se debe transportar Combustibles Líquidos en Contenedores Intermedios que no hayan sido debidamente descritos en un documento de transporte (documento de embarque).

g) Cuando se transporte Combustibles Líquidos, no se deberá llevar otro tipo de carga, incluyendo animales, plantas, alimentos y medicamentos destinados al uso humano y/o animal, ni otras mercancías peligrosas.

h) Los Contenedores Intermedios deben tener la resistencia suficiente para soportar la presión interna que pudiera desarrollarse en condiciones normales de transporte, teniendo en cuenta el tipo de Combustible a transportar, de acuerdo a lo señalado en la clasificación del Libro Naranja de las Naciones Unidas." (*)

En el transporte de Combustibles Líquidos en Contenedores Intermedios se deberá cumplir con las siguientes reglas:

a) Los Transportistas de Combustibles Líquidos en Contenedores Intermedios deberán encontrarse inscritos en el Registro de Hidrocarburos antes de operar, por cada Medio de Transporte de Combustibles Líquidos en Contenedores Intermedios, propios o de terceros, que cuenten.

b) Los Transportistas de Combustibles Líquidos en Contenedores Intermedios solo podrán transportar, desde las Plantas de Abastecimiento y/o Terminales, Combustibles Líquidos hacia

los agentes de la Cadena de Comercialización que cuenten con autorización para almacenar Combustibles Líquidos en Contenedores Intermedios. Asimismo, solo podrán transportar Combustible Líquidos Clase II desde un Establecimiento de Venta al Público de Combustibles a consumidores finales.

c) El transporte de Combustible Líquidos Clase II en Contenedores Intermedios, desde un Establecimiento de Venta al Público de Combustibles, deberá ser efectuado obligatoriamente por Transportistas de Combustibles Líquidos en Contenedores Intermedios con inscripción vigente en el Registro de Hidrocarburos, siempre que el volumen de Combustible a transportar supere los cincuenta y cinco (55) galones.

d) Los Transportistas de Combustibles Líquidos en Contenedores Intermedios llevarán un registro de los volúmenes transportados y lugares de entrega de Combustibles Líquidos Clase II, acorde a los formatos establecidos por el OSINERGMIN" (*)

(*) Artículo incorporado por el Artículo 3 del Decreto Supremo N° 015-2014-EM, publicado el 09 mayo 2014.

"Artículo 98-D.- Establecimiento de procedimientos operativos

El OSINERGMIN deberá establecer los procedimientos operativos necesarios para el cumplimiento, por parte del Transportista de Combustibles Líquidos en Contenedores Intermedios, de lo dispuesto en los artículos 98-A, 98-B y 98-C." (*)

(*) Artículo incorporado por el Artículo 3 del Decreto Supremo N° 015-2014-EM, publicado el 09 mayo 2014.

Artículo 99.- Se prohíben las cargas combinadas. Si la configuración de transporte sobre carga y almacenamiento lo prohibiera, no se permitirá que se carguen juntos los hidrocarburos líquidos y los gases de hidrocarburos en un vehículo motorizado de accionamiento individual o en una unidad individual resultado de una combinación de vehículos motorizados. Esta sección no se interpretará como una prohibición al transporte de materiales esenciales para la operación segura en vehículos motorizados.

Artículo 100.- El Inspector de la DGH autorizará el embarque de hidrocarburos líquidos o gases de hidrocarburos en los tanques que se hubieran construido y reciban mantenimiento de acuerdo a lo estipulado en esta sección, los cuales se movilizarán de conformidad con los requisitos que se indican a continuación:

100.1 Los tanques deberán estar fuertemente sujetos con calzas o abrazaderas en el vehículo, a fin de prevenir cualquier deslizamiento.

100.2 Deberá proveerse el equipo adecuado para manipular un tanque en cualquier punto en el que éste deba cargarse o retirarse de un vehículo.

100.3 No deberá haber más de dos vehículos de carga en la misma unidad individual de combinación de vehículos.

Artículo 101.- Al momento de cargar los tanques portátiles, éstos no deberán superponerse uno sobre el otro, ni colocarse con otro cargamento durante el transporte.

Artículo 102.- Consideraciones a tomar en cuenta para la carga y descarga :

El motor deberá estar apagado. A menos que el motor del vehículo motorizado deba utilizarse para la operación de una bomba. No se deberá cargar ni descargar hidrocarburos líquidos de un vehículo motorizado, cuando el motor se encuentre en funcionamiento

Artículo 103.- Para contenedores que no están en contacto metálico uno con otro, se proporcionará conexiones o conductores a tierra metálicos para la neutralización de posibles cargas estáticas antes de las transferencias de hidrocarburos líquidos entre contenedores o durante las mismas.

Tales conexiones deberán efectuarse conectando primero un conductor eléctrico al contenedor que se llenará y conectando posteriormente el conductor al contenedor del cual provendrá el líquido, debiendo respetarse estrictamente este orden.

Para evitar el encendido de vapores por descarga de electricidad estática, la última conexión se hará en un punto bastante alejado de la abertura desde donde se descargará el hidrocarburo líquido.

Artículo 104.- Conexión y puesta a tierra de tanques de carga, antes de la transferencia para embarque y durante la misma.

104.1 Cuando se carga un tanque a través de un agujero abierto para llenado, uno de los extremos del alambre de conexión deberá conectarse al sistema de tuberías fijas o a la estructura metálica, y el otro extremo se conectará al revestimiento del tanque de carga a fin de proporcionar una conexión eléctrica continua (si la conexión se hace a la estructura, es necesario que las tuberías y la estructura estén eléctricamente interconectadas). Esta conexión deberá hacerse antes de abrir cualquier agujero de llenado y permanecer en su lugar hasta después de haberse cerrado el último. No se necesitan cables de conexión adicionales alrededor de uniones flexibles totalmente metálicas o uniones giratorias, pero se requieren para conexiones flexibles no metálicas en el sistema de tuberías fijas. Cuando se descarga un tanque con un sistema de tuberías de succión a través de un agujero abierto para llenado del tanque de carga, deberá mantenerse una continuidad eléctrica desde este último al tanque receptor.

104.2 No se requiere la conexión o puesta a tierra cuando se carga o descarga un tanque mediante una conexión superior o inferior, impermeable al vapor (no un agujero abierto), de modo tal que no se libere vapor en un punto donde podría producirse una chispa. Se deberá hacer contacto de la conexión cerrada antes de soltar el flujo y no se deberá interrumpir hasta que haya finalizado.

Artículo 105.- Las tapas de registro y las válvulas deberán estar cerradas. Una persona no manejará un petrolero y/o vehículo motorizado que contenga hidrocarburos líquidos a menos que:

105.1 Todos los cierres de las tapas de registro en el tanque de carga se encuentren cerrados y asegurados; y

105.2 Todas las válvulas y otros cierres de los sistemas de descarga de líquidos estén cerrados y libres de fugas.

Artículo 106.- Transporte y Entrega de Embarques

106.1 No deberá permitirse retrasos innecesarios en el transporte de los embarques. Todos los embarques de hidrocarburos líquidos y gases de hidrocarburos se transportarán sin retrasos innecesarios, desde el inicio de la carga, hasta su descarga final en el punto de destino.

106.2 Entrega en el Punto de Destino. Los embarques de hidrocarburos líquidos y gases de hidrocarburos que los consignatarios se rehusen a recibir o que no pueden ser entregados en un plazo de cuarentiocho (48) horas después de su llegada al punto de destino, deberán disponer en forma inmediata cualquiera de las siguientes medidas: (a) devolverlos al expedidor, si es que se encuentra en buenas condiciones para su embarque, o (b) almacenándolos en un lugar adecuado que esté disponible para los productos mencionados o, (c) venderlos, o (d) destruirlos cuando ello fuera necesario por motivos de seguridad.

Artículo 107.- Vehículos Averiados y Contenedores/Tanques Rotos o con Fugas.

107.1 Cuidado en el embarque de hidrocarburos líquidos y gases de hidrocarburos.

Si por cualquier causa (excepto normas de tránsito) se detuviera el vehículo motorizado que transporta hidrocarburos, deberá tenerse especial cuidado para proteger al vehículo y su carga, así como tomar las acciones necesarias contra todo peligro, incluyéndose la ubicación de dispositivos de precaución de peligros.

107.2 Eliminación de Contenedores o Tanques en Tránsito Rotos o con Fugas. Cuando ocurra fugas en los contenedores o tanques durante el transporte y en caso de no ser posible repararlos después de realizada la descarga, tales depósitos se eliminarán haciendo uso de los medios prácticos más seguros.

107.3 Reparación o Sobrellenado de Contenedores o Tanques.

(a) Los contenedores o tanques podrán repararse cuando sea seguro y recomendable, lo cual se llevará a cabo en términos de las mejores y más seguras prácticas conocidas y disponibles.

(b) Los contenedores o tanques de hidrocarburos líquidos que se encuentren dañados o presenten fugas durante el transporte, podrán remitirse al punto de destino o devolverse al expedidor.

107.4 Eliminación de Contenedores o Tanques Dañados Peligrosos. En caso que un tanque o contenedor con fugas no pudiera repararse de manera segura y adecuada para transporte, deberá almacenarse hasta que se pueda efectuar su eliminación de la manera más segura y rápida posible.

107.5 Reparación y Mantenimiento de Vehículos que contienen Hidrocarburos Líquidos o Gases de Hidrocarburos.

(a) Generalidades. Ninguna persona podrá utilizar equipos, herramientas o materiales que puedan producir calor, llamas o chispas, en la reparación o mantenimiento del sistema de contención de carga o combustible de un vehículo motorizado, el cual deberá ser previamente desgasificado. Tal como se utiliza en esta sección el término "sistema de contención" incluirá todos los componentes del vehículo que están físicamente diseñados para contener carga o combustible durante el proceso de carga o llenado, transporte o descarga.

(b) Reparación y Mantenimiento dentro de una Edificación. Ninguna persona podrá efectuar reparaciones ni brindar servicio de mantenimiento a un vehículo motorizado dentro de una edificación a menos que:

- La carga del vehículo motorizado y los sistemas de contención de combustible se encuentren cerrados (con excepción de lo necesario para mantener o reparar el motor del vehículo) y no muestren indicios de fugas;

- Se proporcione un medio para retirar inmediatamente el vehículo motorizado si fuera necesario en caso de emergencia y que se encuentre presente una persona capacitada para operar dicho vehículo;
- El vehículo motorizado se retire del área demarcada una vez terminados los trabajos de reparación o mantenimiento; y
- En el caso de vehículos a motor cargados con hidrocarburos líquidos o gases de hidrocarburos se extingan, se dejen fuera de funcionamiento o se les dote de un mecanismo a prueba de explosiones todas las fuentes de chispas, llamas o calor incandescente dentro del área de demarcación (incluyendo cualquier sistema de calefacción que expida aire). Excepción: Podrá dejarse operativo el equipo eléctrico del vehículo que sea necesario para cumplir con la función de mantenimiento.

107.6 No se efectuará ninguna reparación con llamas hasta que se haya desgasificado completamente el tanque de gas. No se efectuará reparaciones a un tanque de carga que se use para el transporte de un hidrocarburo líquido o de algún compartimiento de dicho tanque o de algún contenedor de combustible de la naturaleza que fuere utilizando un método que emplee llamas, arco eléctrico u otros medios de soldadura, a menos que primero se haya vaciado el gas del tanque o compartimiento y se haya efectuado la respectiva prueba de gases con explosímetro, a fin de garantizar la inexistencia de hidrocarburos.

Artículo 108.-Informe de Accidentes

En caso de ocurrencia de Accidente en un vehículo transportador de hidrocarburos, se notificará inmediatamente a la autoridad local respecto a la respuesta de la emergencia, y se enviará un informe al respecto a la DGH siguiendo las indicaciones contenidas en el Artículo N° 17 del Reglamento de Seguridad para Actividades por Hidrocarburos. * (*) Artículo modificado por el Artículo 3 del Decreto Supremo N° 043-2007-EM, publicado el 22 agosto 2007, cuyo texto es el siguiente:

“Artículo 108.- Informe de Accidentes

En caso de ocurrencia de Accidente en un vehículo transportador de hidrocarburos, se notificará inmediatamente a la autoridad local respecto a la respuesta de la emergencia, y se enviará un informe al respecto a OSINERGMIN, siguiendo las indicaciones contenidas en el artículo 26 del Reglamento de Seguridad para las Actividades de Hidrocarburos.” (*) (*) Artículo derogado por el numeral 5) de la Única Disposición Complementaria Derogatoria del Decreto Supremo N° 021-2008-MTC, publicado el 10 junio 2008. La misma que de conformidad con su Segunda Disposición Complementaria Transitoria entrará en vigencia a partir de los sesenta (60) días calendarios, contados desde su publicación en el diario oficial El Peruano, salvo las disposiciones que tienen plazos específicos. Posteriormente el numeral 5 de la citada Disposición fue modificado por el Artículo 2 del Decreto Supremo N° 030-2008-MTC. publicado el 02 octubre 2008, donde deroga el presente inciso. No obstante, dicha norma seguirá siendo aplicable para el caso del transporte terrestre de hidrocarburos, en tanto se aprueban las normas complementarias que regularan los aspectos técnicos y de seguridad de dicha actividad.

Artículo 109.- Accidentes; Hidrocarburos Líquidos

109.1 Accidentes del Vehículo y Precauciones. No deberá producirse chispas o llamas. En caso de ocurrir un accidente en perjuicio de un vehículo motorizado que transporte un hidrocarburo líquido, deberá emplearse todo medio disponible para evitar que se aglomeren personas en los

alrededores, a excepción de aquellas que se dedican a la protección de personas o bienes, a la prevención de ocurrencia de peligros posteriores o a la remoción de escombros. Tales medios también se emplearán para evitar que se fume, evitar la presencia de fuego o llamas, salvaguardar del peligro presente y prevenir a los demás usuarios de la carretera.

109.2 Medidas de Prevención para Derrames y Fugas. Cuando hubiere algún escape de hidrocarburos líquidos de un contenedor, deberá evitarse que dicho líquido se derrame sobre un área amplia, fluya por alcantarillas y corrientes de agua, pues existe el peligro latente de que se origine un incendio.

109.3 Eliminación del contenido de un tanque de carga cuando no es seguro continuar el recorrido. En caso de que se produjera una fuga del tanque de carga de modo tal que no fuera seguro efectuar su transporte, el vehículo afectado con dicha fuga se retirará de la carretera. Asimismo, deberán emplearse todos los medios disponibles para la eliminación segura del líquido proveniente de la fuga, evitando su derrame en un área amplia, cavando zanjas que drenen hacia un hoyo o depresión en el suelo, desviando el líquido lejos de corrientes de agua o alcantarillas si fuera posible o recolectando tal líquido en contenedores. Se prohíbe fumar y encender cigarrillos, puros o pipas en las cercanías, debiendo apagarse todo fuego o llama presente en las proximidades del tanque de carga con fugas.

109.4 Transferencia de hidrocarburos líquidos en tránsito. No se transferirá hidrocarburos líquidos de un contenedor a otro o de un vehículo motorizado a otro vehículo o de un vehículo a un vehículo motorizado en una carretera de acceso público, calle o camino, salvo en casos de emergencia. En tales situaciones, deberá colocarse los dispositivos de prevención. En cualquier caso deberá recurrirse a todos los medios posibles, además de los antes mencionados, a fin de proteger o prevenir a otros usuarios de la carretera contra el peligro que conlleva tal transferencia o contra el peligro ocasionado por la emergencia que hizo necesaria esta última. Ninguna disposición contenida en este reglamento deberá interpretarse como una prohibición al abastecimiento de combustible de maquinarias o vehículos utilizados en la construcción y mantenimiento de caminos.

109.5 Transporte de tanques de carga con fugas. Un tanque de carga de hidrocarburos líquidos que presentara fugas sólo será transportado en la distancia mínima necesaria hasta llegar a un lugar donde pueda eliminarse de manera segura el contenido del tanque o compartimiento. Deberá utilizarse todo medio disponible para evitar la fuga o derrame del líquido sobre la carretera.

110.1 Accidente de un vehículo y Precauciones para no hacer fuego. En caso de producirse un accidente que comprometa a un vehículo motorizado que transporte gases de hidrocarburos, cuyo escape podría convertirse en un peligro a otros usuarios de la carretera, deberá tenerse especial cuidado para que cerca al vehículo motorizado sólo se permita la presencia de expertos en seguridad, así como de personas dedicadas a la prevención de peligros posteriores o remoción de escombros, debiendo notificarse al expedidor sobre el hecho. En tales casos, deberá utilizarse todos los medios posibles disponibles para prevenir a todas las personas que se acerquen sobre el peligro existente y evitar que usen fósforos o dispositivos que produzcan llamas, si el gas fuera inflamable.

110.2 Transferencia de gases de hidrocarburos en tránsito; no deberá producirse llamas o chispas. No se transferirá gases de hidrocarburos de un contenedor a otro o de un tanque de cargo a otro vehículo cisterna o de otro vehículo cisterna a un tanque de carga en una carretera de acceso

público, calle o camino, salvo en casos de emergencia. En tales situaciones, deberá tomarse las precauciones necesarias a fin de evitar el escape de gas.

Deberá colocarse dispositivos de prevención en la manera establecida. Todos los tanques de carga comprendidos en la transferencia deberán ponerse a tierra. La transferencia se efectuará sólo a la luz del día, a menos que la emergencia ocurra en la noche o se prorrogue en horas de oscuridad y el peligro aumentara al esperar la luz del día. En tal caso, deberá contarse, de ser posible, con expertos en seguridad y deberá utilizarse todos los medios disponibles, además de los prescritos anteriormente, a fin de proteger y prevenir a los demás usuarios de la carretera contra el peligro que conlleva tal transferencia o contra al peligro ocasionado por la emergencia que hizo necesaria esta última. Deberá tomarse todas las precauciones pertinentes para evitar que se encienda cualquier gas de hidrocarburo proveniente de alguna fuente. Asimismo deberá evitarse la aglomeración de personas que no se relacionen directamente con la emergencia, cuando ello fuera posible. Deberá tomarse toda precaución posible para mantener toda llama o fuego lejos del lugar de la emergencia, así como evitar que se fume o se encienda pipas, puros o cigarrillos. Del mismo modo, deberá tener especial cuidado en la operación de un motor, ya sea del vehículo motorizado en cuestión o de otro y, cuando dicha operación pudiera producir la ignición del gas de hidrocarburo, la transferencia deberá realizarse a través de otros medios, si fuera posible. Ninguna disposición contenida en esta sección se interpretará como una prohibición al abastecimiento de combustible de maquinarias o vehículos utilizados en la construcción y mantenimiento de caminos.

Artículo 111.- Disposiciones sobre el Seguro

Cada propietario/operador de un vehículo motorizado proporcionará una cobertura de seguro y presentará evidencia sustentatoria de la vigencia de la misma sobre lo siguiente:

- Conductores
- Contenido de Contenedores de Carga/Tanque de Productos a Granel

Motor (*)

- Responsabilidad Civil

(*) Artículo modificado por el Artículo 1 del Decreto Supremo N° 047-2003-EM, publicado el 31-12-2003, cuyo texto es el siguiente:

“Artículo 111.- Disposiciones sobre el seguro

Cada propietario u operador de un vehículo motorizado dedicado al transporte de hidrocarburos debe proporcionar una cobertura de seguro y presentar en forma periódica evidencia sustentatoria de su vigencia sobre lo siguiente:

- Seguro Obligatorio de Accidentes de Tránsito (SOAT);
- Seguro de Responsabilidad Civil Extracontractual, que brinde cobertura por accidentes ocasionados a consecuencia de las actividades de transporte de hidrocarburos, que cubra lo siguiente:
 - a) Daños personales a terceros, en aquello que exceda la cobertura del SOAT; y
 - b) Daños materiales a terceros.

Las características y los montos mínimos del seguro de responsabilidad civil extracontractual, expresados en Unidades Impositivas Tributarias - UIT vigentes a la fecha de contratar o renovar la póliza, serán los establecidos mediante la Resolución Ministerial que para tales efectos emita el Ministerio de Energía y Minas.”

ntadores principales que hayan sido mantenidos y calibrados mediante tramos suplementarios adecuados para esta función especializada en un depósito de inspección central.

121.5 Todas las transferencias de hidrocarburos líquidos, (tanto de carga como descarga), deberán efectuarse mediante el empleo de medidores de flujo, equipados con registros del flujo de volumen.

Artículo 122.- Disposiciones sobre el Seguro

El propietario/operador de todas las entidades ferroviarias deberá proporcionar una cobertura de seguro así como pruebas sustentatorias de que dicho seguro se encuentra vigente para:

- Responsabilidad Civil General
- Daño Material
- Pérdida/Siniestro de hidrocarburos

