



FACULTAD DE INGENIERÍA

Carrera de Ingeniería Industrial y Comercial

**ENFOQUE DE RIESGOS EN LA PLANIFICACIÓN
DE LA SUPERVISIÓN Y SU IMPACTO EN LA
CONFIABILIDAD DEL SERVICIO.**

(Caso: División de Supervisión de Gas Natural -Osinergmin)

**Tesis para optar el Título Profesional de Ingeniero
Industrial y Comercial**

IBACETA CANCHAYA, LUIS ESTEVAN

Asesor:

Flores Cueto, Juan José

Lima – Perú

2017

JURADO DE LA SUSTENTACIÓN ORAL

.....
Presidente

.....
Jurado 1

.....
Jurado 2

Entregado el: __ / __ / 2017

Aprobado por:

.....
Luis Ibaceta Canchaya
Graduando

.....
Juan Flores Cueto
Asesor de Tesis

UNIVERSIDAD SAN IGNACIO DE LOYOLA
FACULTAD DE INGENIERÍA

DECLARACIÓN DE AUTENTICIDAD

Yo, Luis Estevan Ibaceta Canchaya, identificado con DNI N°73753991, Bachiller del Programa Académico de la Carrera de Ingeniería Industrial y Comercial de la Facultad de Ingeniería de la Universidad San Ignacio de Loyola, presento mi tesis titulada:
“Enfoque de Riesgos en la Planificación de la Supervisión y su Impacto en la Confiabilidad del Servicio” (Caso: División de Supervisión de Gas Natural – Osinergmin).

Declaro en honor a la verdad, que el trabajo de tesis es de mi autoría; que los datos, los resultados y su análisis e interpretación, constituyen mi aporte. Todas las referencias han sido debidamente consultadas y reconocidas en la investigación.

En tal sentido, asumo la responsabilidad que corresponda ante cualquier falsedad u ocultamiento de la información aportada. Por todas las afirmaciones ratifico lo expresado, a través de mi firma correspondiente.

Lima, setiembre de 2017.

.....
Luis Estevan Ibaceta Canchaya
DNI N°73753991

EPÍGRAFE

**La planificación a largo plazo no
es pensar en decisiones futuras,
sino en el futuro de las
decisiones presentes.**

(Peter Drucker)

ÍNDICE DE CONTENIDOS

AGRADECIMIENTOS	1
RESUMEN	2
ABSTRACT	3
IDENTIFICACIÓN DEL PROBLEMA	4
FORMULACIÓN DEL PROBLEMA	8
PROBLEMA GENERAL:	9
PROBLEMAS ESPECÍFICOS:	9
MARCO REFERENCIAL	10
ANTECEDENTES INTERNACIONALES.	10
ANTECEDENTES NACIONALES:	12
ESTADO DEL ARTE:	14
<i>Problemática del Servicio de Transporte de Gas Natural</i>	14
<i>Supervisión basada en Riesgos:</i>	15
<i>Avances en la Supervisión estatal:</i>	17
MARCO TEÓRICO:	19
<i>El Gas Natural.</i>	19
<i>La cadena de valor del Gas Natural.</i>	21
<i>La Industria del Gas Natural en el Perú</i>	25
<i>Marco Regulatorio del Gas Natural en el Perú.</i>	33
<i>Amenazas en los Sistemas de Transporte de Gas Natural por Ductos</i>	36
<i>Metodologías para el análisis de Riesgos:</i>	41
<i>Historial de Fallas en los Sistemas de Transporte de Gas Natural en el Perú</i>	43
<i>Modelamiento de la Confiabilidad.</i>	45
OBJETIVOS DE LA INVESTIGACION	46
OBJETIVO GENERAL	46
OBJETIVOS ESPECÍFICOS	46
JUSTIFICACIÓN DE LA INVESTIGACIÓN	47
TEÓRICA:	47
PRÁCTICA:	47
SOCIAL:	47
ECONÓMICA:	48
HIPÓTESIS	48
HIPÓTESIS GENERAL:	48

HIPÓTESIS ESPECÍFICAS	48
ALCANCES	49
LIMITACIONES	49
MATRIZ DE CONSISTENCIA	50
MARCO METODOLÓGICO	51
VARIABLES	52
VARIABLE INDEPENDIENTE:	52
VARIABLE DEPENDIENTE:	53
POBLACIÓN	54
MUESTRA	55
UNIDAD DE ANÁLISIS	55
TÉCNICAS	55
INSTRUMENTOS	56
PROCEDIMIENTO	57
MÉTODO DE ANÁLISIS	60
RESULTADOS	61
DIAGNÓSTICO DE LA SUPERVISIÓN CON EL ENFOQUE MUESTRAL	61
VALORACIÓN DE RIESGOS	66
PROGRAMACIÓN ENFOCADA EN RIESGOS	76
MODELAMIENTO DE LA CONFIABILIDAD	79
ANÁLISIS COMPARATIVO FINAL	84
DISCUSIONES	91
CONCLUSIONES	92
RECOMENDACIONES	94
SUGERENCIAS	94
REFERENCIAS	95

ÍNDICE DE FIGURAS

<i>Figura 1: Mapa de Procesos de la DSGN</i>	6
<i>Figura 2: Esquema simplificado del proceso de Planificación</i>	7
<i>Figura 3: Diagrama de relación Riesgo-Criticidad-Complejidad</i>	7
<i>Figura 4: Esquema del Problema de investigación</i>	9
<i>Figura 5: Sistema de Gasoductos en Argentina vs Exposición al Daño.</i>	16
<i>Figura 6: Esquema de los límites de inflamabilidad de gas natural</i>	20
<i>Figura 7: Esquema básico de la Cadena de Valor del Gas Natural</i>	21
<i>Figura 8: Esquema referencial de la Sísmica Exploratoria</i>	21
<i>Figura 9: Esquema referencial de la perforación de Pozos de Gas</i>	22
<i>Figura 10: Esquema de Procesos de la Planta de Separación Malvinas – Proyecto Camisea</i>	22
<i>Figura 11: Esquema de la matriz energética del Perú 2015</i>	25
<i>Figura 12: Diagrama de la Configuración del Proyecto Aguaytía Energy</i>	28
<i>Figura 13: Línea de Tiempo del Proyecto Camisea 1981-2004</i>	29
<i>Figura 14: Línea de Tiempo del Proyecto Camisea 2004-2014</i>	30
<i>Figura 15: Configuración Flowlines Repsol y Pluspetrol</i>	31
<i>Figura 16: Esquema simplificado de la configuración del Sistema de Transporte</i>	32
<i>Figura 17: Marco normativo de la Industria del Gas Natural</i>	33
<i>Figura 18: Flujo del Proceso de Gestión de Integridad</i>	38
<i>Figura 19: Área potencial de impacto</i>	40
<i>Figura 20: Causas de Falla en los Sistemas de Transporte de GN.</i>	44
<i>Figura 21: Comparación de los Índices de Reprogramación</i>	62
<i>Figura 22: Proyección del índice de reprogramación hasta el 2018</i>	62
<i>Figura 23: Índice de Criticidad por segmento (Programado)</i>	63
<i>Figura 24: Índice de Criticidad por segmento (Ejecutado)</i>	64
<i>Figura 25: Dispersión de la Criticidad</i>	64
<i>Figura 26: Distribución de la segmentación del Sistema por Empresa.</i>	68
<i>Figura 27: Distribución de la segmentación del Sistema por empresa.</i>	76
<i>Figura 28: Comportamiento de los Indicadores de los ensayos de simulación</i>	82
<i>Figura 29: Gráfico comparativo del comportamiento de la Confiabilidad</i>	84
<i>Figura 30: Data de los indicadores de Supervisión 2014 al 2018</i>	85
<i>Figura 31: Resultados de la Prueba de Normalidad de los indicadores de la Supervisión</i>	86
<i>Figura 32: Resultados del Análisis Correlacional para el 2014</i>	87
<i>Figura 33: Resultados del Análisis Correlacional para el 2015</i>	87
<i>Figura 34: Resultados del Análisis Correlacional para el 2016</i>	88
<i>Figura 35: Tendencia del comportamiento del índice PSPF</i>	89
<i>Figura 36: Comparativo del PSPF antes y después del enfoque de Riesgos</i>	89

ÍNDICE DE TABLAS

<i>Tabla 1: Composición del Gas Natural Extraído de los Yacimientos de Camisea – Perú</i>	19
<i>Tabla 2: Características del Gas de Camisea</i>	20
<i>Tabla 3: Datos Operativos del Proyecto Aguaytía Energy:</i>	27
<i>Tabla 4: Datos Operativos de la Zona Costa y Zócalo Norte</i>	28
<i>Tabla 5: Datos Operativos en el Upstream del Proyecto Camisea</i>	30
<i>Tabla 6: Resumen de los roles en la regulación del Sector</i>	34
<i>Tabla 7: Cuadro de Clasificación de Amenazas</i>	37
<i>Tabla 8: Comparación de Métodos de Análisis de Riesgo</i>	43
<i>Tabla 9: Fallas en los ductos de transporte de GN y LGN de Aguaytía Energy</i>	43
<i>Tabla 10: Fallas en los ductos de transporte de GN y LGN de TGP</i>	44
<i>Tabla 11: Indicadores Asociados a la variable Independiente</i>	52
<i>Tabla 12: Indicadores Asociados a la variable Dependiente</i>	53
<i>Tabla 13: Unidades Operativas de la Industria de Transporte de Gas Natural</i>	54
<i>Tabla 14: Total de visitas Programadas y Ejecutadas entre los años 2014 al 2016</i>	61
<i>Tabla 15: Índice de Criticidad (ICR) para los años 2014 al 2016</i>	63
<i>Tabla 16: Resultados para el Diagnóstico</i>	65
<i>Tabla 17: Segmentación de las Unidades de Supervisión</i>	67
<i>Tabla 18: Cuadro comparativo de los pesos relativos</i>	69
<i>Tabla 19: Índices de Mühlbauer y Criticidad para los ductos de TGP</i>	72
<i>Tabla 20: Índices de Mühlbauer para los ductos de PLNG</i>	73
<i>Tabla 21: Índices de Mühlbauer para los ductos de Aguaytía Energy</i>	74
<i>Tabla 22: Índices de Mühlbauer para los Flowlines de Pluspetrol y Repsol</i>	74
<i>Tabla 23: Lista de Verificación para la valoración de riesgos</i>	75
<i>Tabla 24: Programación de la supervisión con el enfoque de riesgos</i>	77
<i>Tabla 25: Programa de Supervisión enfocado en riesgos para el periodo 2018</i>	78
<i>Tabla 26: Lista de Verificación para la valoración de riesgos:</i>	79
<i>Tabla 27: Aleatoriedad de la valoración de Amenazas a la integridad de ductos</i>	80
<i>Tabla 28: Confiabilidad estimada según el enfoque actual.</i>	83
<i>Tabla 29: Estimación de la Confiabilidad del modelo actual.</i>	83
<i>Tabla 30: Interpretación de la Prueba de Normalidad</i>	86
<i>Tabla 31: ANÁLISIS del Índice PSPF</i>	89
<i>Tabla 32: Resultados del Comportamiento del PSPF</i>	90
<i>Tabla 33: Verificación de los Supuestos de la HIPÓTESIS General</i>	90
<i>Tabla 34: Población de beneficiarios del Servicio de Gas Natural en el Perú.</i>	93

ÍNDICE DE ANEXOS

<i>ANEXO 1: Ficha de Recolección de Datos para Análisis Documental</i>	<i>100</i>
<i>ANEXO 2: Lista de verificación para validación de afirmaciones:</i>	<i>100</i>
<i>ANEXO 3: Matriz de Valoración.</i>	<i>101</i>
<i>ANEXO 4: Ficha de recolección de datos para la valoración de Amenazas</i>	<i>102</i>
<i>ANEXO 5: Análisis de la Segmentación de las Unidades de Supervisión</i>	<i>104</i>
<i>ANEXO 6: Análisis del Peso de los Criterios para la Valoración de Riesgos</i>	<i>112</i>
<i>ANEXO 7: Riesgos Geotécnicos Reportados por las empresas a la DSGN</i>	<i>113</i>
<i>ANEXO 8: Valoración de Riesgos mediante el índice de Mühlbauer</i>	<i>115</i>
<i>ANEXO 9: Programa de Supervisión 2018 - Propuesto</i>	<i>117</i>
<i>ANEXO 10: Visitas Programadas entre el 2014 y 2017</i>	<i>118</i>
<i>ANEXO 11: Visitas Ejecutadas entre el 2014 y 2016</i>	<i>119</i>
<i>ANEXO 12: Tabla de resultados de la simulación</i>	<i>120</i>
<i>ANEXO 13: Resultados gráficos de la simulación</i>	<i>122</i>
<i>ANEXO 14: Resultados del Índice de Criticidad</i>	<i>125</i>
<i>ANEXO 15: Resultados del Índice de Probabilidad de Falla y Confiabilidad</i>	<i>126</i>

DEDICATORIA

**A Dios, quien guía mi camino,
A mis padres por su incondicional apoyo.**

AGRADECIMIENTOS

A mis Padres, por su esfuerzo e incondicional apoyo durante mi formación profesional, por sus sabios consejos y por la enseñanza de valores que hoy forman parte de mí.

A la Universidad San Ignacio de Loyola, en particular a los docentes y directivos, por los conocimientos académicos y experiencias impartidas durante los 5 años de mi formación como Ingeniero Industrial y Comercial. Y al Ing. Juan Flores por su asesoría en este trabajo de investigación.

A los profesionales de la División de Supervisión de Gas Natural del Organismo Supervisor en Energía y Minería, por compartir conmigo sus conocimientos, experiencia y calidad humana; durante el desarrollo de mis prácticas profesionales y mi estancia como supervisor.

A mis amigos, familiares y compañeros de trabajo, que me apoyaron estos meses de elaboración de la Tesis.

RESUMEN

Esta investigación estudia la problemática de la Supervisión de las actividades de Transporte de Gas Natural por Ductos, desde la perspectiva del Organismo Regulador, con la finalidad de evidenciar oportunidades de mejora en el proceso de planificación de la supervisión y contribuir con la confiabilidad del Servicio.

El Gas Natural en el Perú se ha consolidado como la principal fuente energética del país, representando un 56% de la Generación Eléctrica y un 41% del total de la Matriz Energética. De esta manera la continuidad suministro de gas natural se convierte en un asunto de interés nacional.

En este trabajo se evalúa el impacto sobre la confiabilidad del servicio como resultado de implementación del enfoque de riesgos en la planificación de la supervisión en reemplazo del enfoque muestral. Esto consiste en la reasignación de los recursos de la supervisión hacia los segmentos de mayor criticidad, de acuerdo con la metodología de Mühlbauer y los criterios de la norma ASME B.31.8.S.

El análisis de esta propuesta se realiza en 5 etapas: (i) Diagnóstico del Enfoque Actual, (ii) Valoración de Riesgos, (iii) Programación enfocada en Riesgos, (iv) Modelamiento de la Confiabilidad y (v) Análisis comparativo Final.

De los resultados de la investigación se concluye que el enfoque de riesgos permite incrementar la probabilidad de supervisar los puntos con mayor potencial de falla, y en consecuencia contribuir con la mejora de la confiabilidad del Servicio. Se recomienda la implementación dado que la reasignación de recursos no implica inversión adicional.

Palabras Clave: Gas Natural, Gasoducto, Integridad, Planificación, Supervisión, Riesgos, Criticidad, Confiabilidad.

ABSTRACT

This research studies the problems in the supervision of Transport of Natural Gas by Pipelines, from the perspective of the Regulatory Agency, with the purpose of finding improvement opportunities in the planning process of the supervision and to contribute with the Service Reliability.

Natural gas in Perú has been consolidated as the country's main energy source, representing 56% of the Electricity Generation and 41% of the total Energy Matrix. In this way, the continuity of natural gas service becomes a matter of national interest.

This research evaluate the impact on service reliability as a result of implementing a risk approach in the planning of supervision in replacement of the sampling approach.

This consists in the reallocation of the resources of the supervision towards the segments of higher criticality, in agreement with Mühlbauer methodology and the criteria of the standard ASME B.31.8.S.

The analysis of this proposal is done in 5 stages: (i) Diagnosis of the current approach, (ii) Risk Assessment, (iii) Obtaining a program focused on Risks, (iv) Reliability Modeling and (v) Final Comparative Analysis.

From the results of the investigation it can conclude that the risks approach allows to increase the probability of supervising points of greater potential for failure, and consequently contribute with the improvement of the service reliability. Implementation is recommended since reallocation of resources does not involve additional investment.

Keywords: Natural Gas, Pipeline, Integrity, Planning, Supervision, Risk, Criticality, Reliability.

IDENTIFICACIÓN DEL PROBLEMA

El problema de estudio se desarrolla en el marco de la Regulación de los Servicios Públicos en el Perú; específicamente en referencia a la actividad de Transporte de Gas Natural por Ductos. Se analiza la problemática de la industria y los retos de la supervisión desde la perspectiva del Organismo Regulador, con la finalidad de evidenciar oportunidades de mejora en el proceso de planificación de la supervisión.

En el Perú, los servicios públicos, las industrias extractivas y los proyectos de interés nacional, son administrados por agentes privados. Constituyendo así, monopolios naturales donde la captación y fidelidad de los clientes no depende de la calidad de los servicios prestados. En este contexto, el estado asume el Rol de Regulador/Supervisor del Sistema, buscando establecer reglas justas para los usuarios e inversores; a fin de promover la inversión privada, precios justos y servicios de calidad. (Farje, 2013)

Uno de los sectores regulados de mayor interés nacionales la Industria del Gas Natural. (Tamayo Et, al; 2014). Las actividades reguladas a lo largo de la cadena de valor, van desde la extracción del hidrocarburo, su procesamiento, el transporte por ductos, la distribución y la comercialización. Los productos obtenidos son el Gas Natural (GN) y los Líquidos de Gas Natural (LGN); que son utilizados para la Exportación, la Generación Eléctrica, el transporte vehicular, el consumo industrial y residencial. (Energía y Sociedad, 2015)

Desde el inicio de las operaciones del Proyecto Camisea en 2004; el GN/LGN se fue consolidando como una fuente de energía cada vez más importante; tal es así que de acuerdo al Balance Nacional de Energía 2015 del MINEM, el aporte del GN representa el 56% de la generación eléctrica y el 28% de la base energética nacional. Por otra parte, el GN y los LGN, representan en conjunto el 41% de la configuración de la Matriz Energética, convirtiéndose en la principal fuente de energía del país. (MINEM, 2015)

En los últimos 10 años, la industria del Gas Natural ha evidenciado un notable crecimiento en capacidad y complejidad. Se han realizado dos (02) ampliaciones a la Planta de Separación de Malvinas y tres (03) en sistema de transporte por ductos. Por otra parte, se ha efectuado la construcción de derivaciones, Loops de seguridad y obras de control geotécnico. (Tamayo, et al; 2014)

Por una parte, se aprecia que la demanda ha sobrepasado las proyecciones iniciales. Por otra parte, existe un notable impulso estatal para los proyectos de masificación y el desarrollo de la industria petroquímica en base al Gas Natural. Por lo que resulta evidente que la infraestructura en la industria del gas natural mostrará un crecimiento notable en los próximos años. (Tamayo, et al; 2014). Al respecto es pertinente destacar los siguientes proyectos publicados en la Web de Proinversión:

1. Proyecto Mejoras a la Seguridad Energética y Gasoducto Sur peruano.
2. Masificación del Uso y Distribución de Gas Natural por Red de Ductos en las Regiones de Apurímac, Ayacucho, Huancavelica, Junín, Cusco y Puno
3. Sistema de Abastecimiento de LNG para el Mercado Nacional
4. Sistema de Abastecimiento de GLP para Lima y Callao
5. Polo petroquímico de ILO.

La actividad crítica en la Industria del Gas Natural, es el Transporte por Ductos, puesto que la afectación de los gasoductos impacta directamente en el suministro del GN. Dada su importancia en la matriz energética, la interrupción total o parcial del servicio de transporte genera importantes pérdidas económicas a Gran Escala (Osinermin 2016):

- **Restricciones en la Generación eléctrica.**
- **Paralización de industrias**, o reemplazo de combustibles a base de petróleo.
- **Desabastecimiento de combustible** vehicular (GLP/GNV)
- **Importación y subida del precio** del GLP.

De acuerdo con la teoría “Reliability Centred Maintenance” (RCM) o “Mantenimiento Centrado en la Confiabilidad” (Moubray, 2004), aplicable tanto a los procesos de Manufactura en Cadena como a los Servicios Públicos de Red (como es el caso del Gas Natural), las dimensiones de la calidad en un proceso de red son:

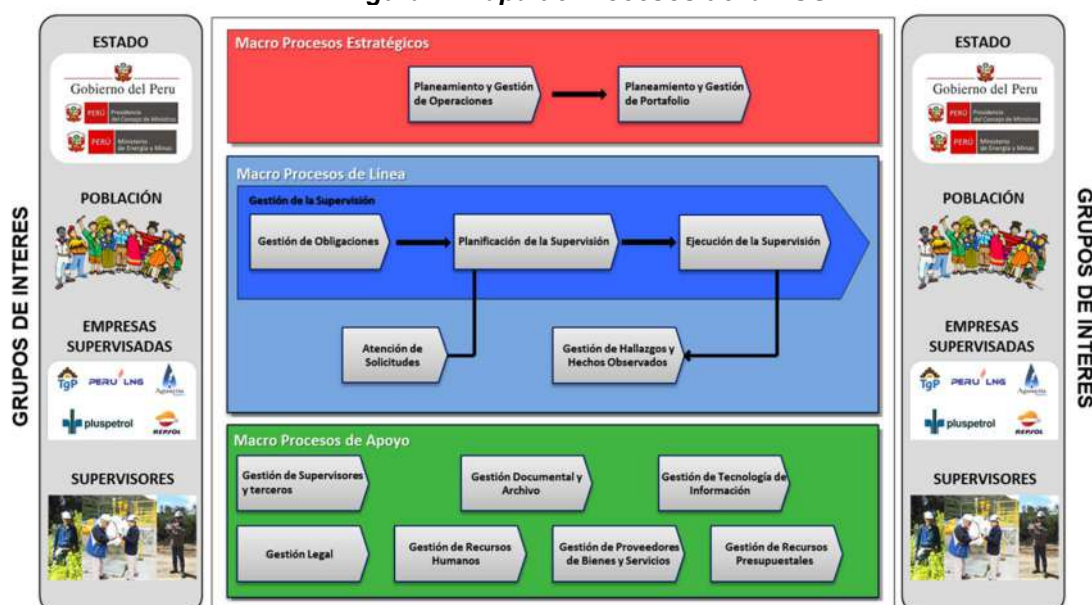
- **Continuidad:** Servicio ininterrumpido, a lo largo del tiempo.
- **Confiabilidad:** Seguridad de que no fallen los sistemas de transporte.
- **Disponibilidad:** Probabilidad de disponer del servicio en cualquier momento.

La norma **ASME B31.8 S**, que es la referencia técnica internacional en Gestión de Integridad de Gasoductos, explica que estos son susceptibles de falla (rotura, fuga, agrietamiento o deformación) y detalla las principales amenazas a la integridad de gasoductos, como se puede observar en detalle en el Anexo 4

La Entidad Reguladora encargada del subsector de regulación de hidrocarburos es el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (Osinergmin). Y específicamente para las actividades producción, procesamiento y transporte de Gas Natural se ha conformado la División de Supervisión de Gas Natural (DSGN). La supervisión de la actividad de Transporte de Gas Natural consiste en verificar el cumplimiento de las normativas nacionales técnico-legales, apoyándose en los estándares internacionales, con el objetivo de prevenir fallas en la integridad del servicio y las posibles consecuencias derivadas de la interrupción del suministro. (Decreto Supremo N°010-2016-PCM)

Como se puede apreciar en el Mapa de Procesos de la DSGN (**Ver Figura 1**), uno de los procesos claves en la Supervisión es la **Planificación**, donde se formulan los **Programas de Supervisión** en base a la información relevante del sector: (i) la configuración de la infraestructura, (ii) los datos históricos de la supervisión, (iii) los recursos disponibles e (iv) información de fuentes externas. (**Ver Figura 2**). Actualmente la planificación de la supervisión se realiza de manera muestral y luego es ajustada a criterio de los especialistas de la DSGN en base a su apreciación de “criticidad y prioridad”. El propósito de esta metodología es inspeccionar de forma representativa toda la extensión de los sistemas de transporte y detectar posibles incumplimientos que puedan derivar en la afectación del servicio. (DSGN, 2012)

Figura 1: Mapa de Procesos de la DSGN



Fuente: Elaboración propia, a partir del Manual del Sistema de Gestión de Procesos de Supervisión (BPM-GPS).

Figura 2: Esquema simplificado del proceso de Planificación

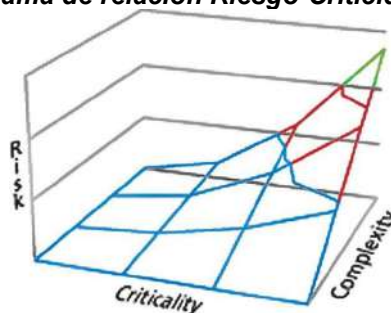


Fuente: Elaboración propia.

Hasta la fecha los indicadores de la supervisión muestran que los objetivos de la DSGN se cumplen según lo esperado. Sin embargo, en los últimos años se aprecia algunas deficiencias; por una parte, el aumento en el número de reprogramaciones; por otra parte, un mayor número de condiciones de riesgo en zonas no alcanzadas por la supervisión. Esto evidencia oportunidad de mejora en la reducción de reprocesos y en la reorientación de la supervisión a las zonas de riesgo. En línea con el objetivo de garantizar un servicio de calidad (Continuo, Confiable y Disponible).

El incremento de reprogramaciones y del número de condiciones de riesgo; tiene relación directa con el crecimiento del sistema. (Moubray, 2004). En consecuencia, a medida que evolucione la industria; se registrará un incremento de la probabilidad de falla en los sistemas de transporte de GN y LGN. (Carzoglio, 2011).

Figura 3: Diagrama de relación Riesgo-Criticidad-Complejidad



Fuente: Internet: <http://www.ivtnetwork.com>

En línea con los párrafos anteriores, resulta sugerente la revisión de los criterios de planificación para re-orientar las visitas de supervisión hacia los puntos de mayor criticidad y así anticipar los eventos que ponen en riesgo la integridad de los gasoductos; todo esto con el objetivo de garantizar la confiabilidad del Servicio de Transporte de Gas Natural por Ductos.

FORMULACIÓN DEL PROBLEMA

Contexto:

Vista la problemática expuesta en el capítulo precedente:

- De las industrias reguladas, la de Gas Natural es una de las más importantes en el Perú y su actividad crítica es el Transporte por Ductos. La entidad reguladora encargada de este subsector es el Osinergmin, y específicamente la División de Supervisión de Gas Natural (DSGN). El objetivo de la supervisión estatal de esta actividad es garantizar la **continuidad, confiabilidad y disponibilidad** del servicio.
- La planificación de la supervisión de la DSGN actualmente tiene un enfoque muestral, cuya finalidad es inspeccionar de la manera más representativa la totalidad de los sistemas de transporte. Hasta el momento, este enfoque resulta efectivo, sin embargo, los indicadores muestran un incremento en el número de reprogramaciones y un aumento en las condiciones de riesgo en la industria, evidenciando deficiencias en la programación. Por otra parte, se observa que estas deficiencias tienen relación directa con el crecimiento de la industria. Por lo que resulta sugerente la revisión de los criterios de planificación para re-orientar las visitas de supervisión hacia los puntos de mayor criticidad y así anticipar los eventos que ponen en riesgo la integridad de los gasoductos.
- Esta investigación propone evaluar el impacto sobre la calidad del Servicio, específicamente sobre la dimensión de “confiabilidad”, que resultaría al implementar un **enfoque de riesgos** en el proceso de planificación de la supervisión de la DSGN para la actividad de Transporte de Gas Natural por Ductos.
- En este trabajo se circunscribe únicamente a la supervisión de la actividad de Transporte por ductos de GN y LGN por la DSGN y el análisis de la Confiabilidad del Servicio. Sin embargo, la metodología podría extenderse a otras actividades y sectores regulados.

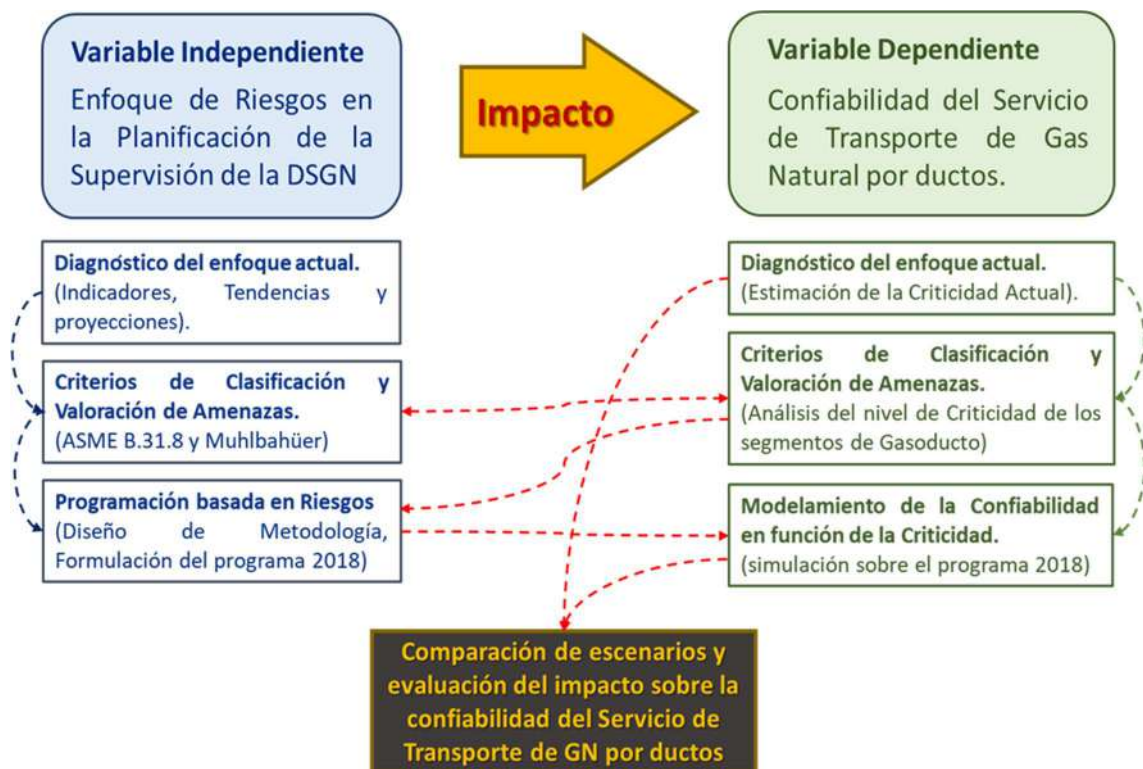
Problema General:

¿En qué medida un enfoque de riesgos en la Planificación de la Supervisión de la DSGN impactaría en la Confiabilidad del Servicio de Transporte de Gas Natural por Ductos?

Problemas Específicos:

1. ¿Cuál es el diagnóstico del actual proceso de planificación de la supervisión en la DSGN?
2. ¿De qué manera se debe valorar las amenazas sobre la integridad de los Sistemas de Transporte por Ductos de Gas Natural?
3. ¿Es aplicable el enfoque de riesgos para la formulación del programa de supervisión de la DSGN?
4. ¿El modelamiento de Abernethy permite estimar la confiabilidad en función de la criticidad?

Figura 4: Esquema del Problema de investigación



Fuente: Elaboración Propia

MARCO REFERENCIAL

Antecedentes Internacionales.

En la literatura internacional, se evidencian trabajos en referencia a la inspección basada en riesgos y su aplicación en la actividad de transporte de hidrocarburos por ductos; la identificación y valoración de riesgos; la estimación de la confiabilidad y probabilidad de falla; y comparación de metodologías.

En la investigación *“Diseño e Implementación de un sistema de Análisis de Riesgo en Líneas de Piping”*. Se analizan las recomendaciones de las normas técnicas internacionales **ASME, API, NACE**, como base para el diseño un sistema de análisis de riesgos. Además, plantea métodos para estimar la confiabilidad del sistema de transporte y la probabilidad de falla de los ductos. Como resultado de muestra la aplicabilidad de la inspección por riesgos para la actividad de transporte de hidrocarburos por ductos y se establece un método para calcular la frecuencia optima de inspecciones para garantizar la detección oportuna de anomalías. **(Huerta, 2016)**.

En el trabajo de *“Análisis de Integridad Física del Poliducto Libertad-Manta de Petrocomercial Mediante la Herramienta PIG Inteligente”*, se analizan las consideraciones para la inspección de la integridad mecánica de la tubería mediante una herramienta inteligente que recorre el interior de los ductos registrando anomalías. Esta investigación es relevante puesto que describe a detalle las posibles anomalías o defectos que pueden derivar en la falla de un ducto de transporte de hidrocarburos. **Tixi (2013)**.

La tesis de *“Comparación de Métodos de análisis de riesgos en oleoductos”*, analiza la aplicabilidad de la inspección por riesgos para los gasoductos de PEMEX. Al respecto revisa dos (02) metodologías distintas para la valoración de riesgos entre los que destaca el Análisis HAZOP y el Índice de Mühlbauer. De la comparación de metodologías concluye que el análisis HAZOP es conveniente para el estudio cualitativo y la búsqueda de acciones correctivas, mientras que el Índice de Mühlbauer tiene un enfoque cuantitativo donde se obtiene un factor numérico y relativo de la criticidad para cada segmento de gasoducto. La autora señala que para el caso de estudio es conveniente la aplicación del índice de Mühlbauer. Como resultado de la investigación se demuestra que mediante la **Inspección por Riesgos** se pueden identificar más **eventos indeseables** que mediante la Inspección Tradicional (muestral). **Montefort (2013)**

En el trabajo, *“Análisis de Vulnerabilidad de tuberías sometidas a deslizamientos”*, se define la vulnerabilidad como la probabilidad de obtener pérdidas en la infraestructura dada su exposición a una amenaza. El trabajo desarrolla una metodología para estimar la vulnerabilidad en función de las características técnicas de los ductos y los niveles de riesgos de aspecto geotécnico. Esta investigación concluye que la vulnerabilidad es un proceso dinámico, que depende de la acumulación de esfuerzos a lo largo de la vida útil de las tuberías, y explica que, de no tomarse las acciones de mitigación correspondiente, estas acumulaciones pueden derivar en un incremento de la vulnerabilidad hasta del 100%, que significa la rotura inminente. Asimismo, recomienda extender el análisis de riesgos a los aspectos de mantenimiento y daños ocasionados por terceros (población, vandalismo, problemas sociales). **(Gonzales, 2010)**

En la Tesis *“Análisis del Riesgo individual: Caso de explosión de un ducto de Gas Natural”*, se investiga las variables y metodologías para el análisis de riesgos en ductos de Gas Natural desde la perspectiva del nivel de consecuencias. Se estudia el caso particular del riesgo de ‘explosión’, para lo cual desarrolla tres dimensiones importantes (i) Identificación de Peligros, (ii) Análisis de frecuencias y (iii) Análisis de consecuencias. Como resultado del análisis obtiene una tabla de valores de riesgo, que permiten asignar acciones de mitigación o programar más la frecuencia de inspecciones. Recomienda el uso y extensión de la metodología MARI (Metodología de análisis de Riesgo Individual), mediante el cual se aísla el riesgo y se aplica metodología de sistemas blandos y un enfoque semi-cuantitativo. **(Santos, 2010)**

El trabajo de tesis de Iván Mortera, *“Análisis Probabilístico de Integridad Mecánica de ductos que transportan hidrocarburos”*, revisa el fundamento matemático-estadístico para dimensionar los riesgos (o incertidumbres) asociados a la actividad de transporte de hidrocarburos y establecer las relaciones con los índices de integridad. Asimismo, describe una metodología para el cálculo de la probabilidad de falla y de la confiabilidad. De la comparación de distintos métodos concluye que el análisis determinístico de la integridad de ductos no es efectivo porque no considera las incertidumbres de la operación, lo que guarda relación con la ‘dinámica de riesgos’ planteada por Gonzales. **(Mortera, 2004).**

Antecedentes Nacionales:

En el Perú, existen algunos estudios sobre las inspecciones basadas en la confiabilidad e integridad de instalaciones, tanto en los sectores de electricidad y oleoductos. Además, existen estudios que analizan la problemática en el Proyecto Camisea. Y en cuanto a los riesgos en ductos de transporte de hidrocarburos los más estudiados en el Perú son los factores geotécnicos.

La tesis de grado *“Propuesta de mejora en la Gestión del Mantenimiento de Subestaciones de Transmisión en una empresa de Distribución de Energía Eléctrica”*, propone la metodología de mantenimiento RCM (*Reliability Centered Maintenance*) que tiene como objetivo optimizar la variable “confiabilidad” en las instalaciones y equipos. En el desarrollo de la tesis se explican los beneficios se propone mejorados a los programas de mantenimiento, donde incluye la optimización de la frecuencia y asignación de inspecciones. Finalmente concluye que mediante la metodología RCM, puede reducirse los niveles de riesgo y mejorar los índices de confiabilidad de las instalaciones. Cabe resaltar que el servicio de distribución eléctrica es similar a la cadena de valor del gas natural: Generación, Transporte y Distribución; por lo que resulta interesante revisar la propuesta. **(Aguilar e Hilario, 2015).**

En el trabajo *“Propuesta de acceso a la energía para pobladores aledaños al Gasoducto de Transporte del Gas Natural de Camisea - Perú”*, el autor analiza la demanda y factibilidad de distribuir gas natural a las poblaciones cercanas al ducto de transporte de gas, mediante la distribución directa desde las 22 válvulas situadas a lo largo del Sistema. Además de desarrollar la propuesta, este estudio demuestra la existencia de una demanda que justifica los proyectos de masificación a nivel nacional y respalda el incremento de la complejidad del sistema y advierte los retos de la supervisión estatal para seguir controlando la calidad del servicio. **(Talavera, 2015)**

La tesis *“Diseño y Análisis de un Sistema de Contingencia en el Ducto Peruano de Líquidos de Gas Natural – Sector Sierra”*, recopila los procedimientos recomendados en las normas ASME B.31.4 y API 1160 tanto para la prevención de daños a los gasoductos como la respuesta ante una falla en el sistema. Analiza en detalle los riesgos más frecuentes y la casuística aplicada a la realidad del sistema de transporte de TGP (Transportadora de Gas del Perú), permitiendo una comprensión cercana de las amenazas en la realidad peruana. Entre las conclusiones de este trabajo se destaca el uso de *By Pass* mediante *Hot-Tap* para la rápida restitución del servicio en caso de rotura, y el análisis por END (ensayos no destructivos) para evaluar las soldaduras

durante una reparación de la tubería. Entre los principales riesgos identificados para el Perú están la geotecnia, la corrosión y defectos en la soldadura. **(Samamé, 2014)**

La tesis de maestría *“Control de parámetros operativos para optimizar el funcionamiento de la Red Principal de Transporte y Distribución de Gas Natural Seco del Proyecto Camisea”*, busca demostrar que mediante el control de los parámetros operativos es posible mejorar la eficiencia de los sistemas de transporte y distribución de Gas Natural”, para lo cual se apoya en métodos de modelamiento matemático. Cabe destacar que como variables del modelo introduce el cumplimiento de la normativa del sector y el riesgo de afectar la Continuidad del Servicio. Como resultado de 10 escenarios simulados, se demuestra que el control de parámetros y el cumplimiento normativo, influyen positivamente en la eficiencia de los sistemas de transporte. **(Aybar, 2013)**

La tesis *“Análisis de la Integridad Mecánica de un tramo de Oleoducto afectado por un Fenómeno Geodinámico”*, compara el uso de dos (02) metodologías de análisis de integridad mecánica, (i) **uno experimental**, mediante relajación de tensiones y el estudio del comportamiento mediante sensores en campo (Strain Gauges). (ii) **y otro computacional**, que consiste en la simulación del comportamiento del ducto ante un deslizamiento. Cabe resaltar que en esta investigación se utilizan los criterios de las normas ASME B.31.4, B.31.8.S y API, 1160. De la investigación el autor concluye que el método computacional valida los datos obtenidos por el método experimental. En adición, destaca que la simulación ahorra tiempo y costos, permitiendo tomar decisiones oportunas. Sugiere el uso del Software de simulación ALGOR. Y recomienda extender el análisis para otros factores de riesgo. **(Yasketig, 2011).**

En resumen, los antecedentes internacionales muestran experiencias con resultados positivos para la supervisión basada en riesgos y algunas sugerencias para su aplicación en la regulación de los servicios públicos. Por otra parte, los antecedentes nacionales, exponen las proyecciones de crecimiento de la industria del GN en el Perú y la necesidad de una actualización de los criterios de supervisión. En este sentido, resulta sugerente aplicar las experiencias positivas del contexto internacional y adaptarlas a proceso de planificación de la supervisión de la DSGN, a fin de mejorar la calidad del servicio de transporte por ductos de Gas Natural en el Perú.

Estado Del Arte:

Problemática del Servicio de Transporte de Gas Natural

De acuerdo con Mathias y Zyko (2007), una actividad crítica en la industria del gas natural es el transporte por ductos, debido a la que es el **“cuello de botella”**, entre las fuentes de extracción y el consumo. Del análisis realizado para la industria en Brasil, los autores destacan la necesidad de adecuar la **supervisión estatal** de los servicios públicos ante la evolución de la complejidad de la industria. Finalmente sostienen que las dimensiones fundamentales que se deben controlar son, en ese orden:

- (i) La Capacidad del Sistema.
- (ii) La Confiabilidad de la Infraestructura
- (iii) La Seguridad de las Operaciones
- (iv) El cuidado del Medioambiente

La Capacidad de un sistema del transporte de Gas Natural está dada por las dimensiones y características de la infraestructura. Las mismas que permanecen fijas hasta que las proyecciones de la demanda justifiquen una ampliación. (Vargas, 2012). En este sentido, la dimensión “Capacidad” no es competencia de la Supervisión Técnica por parte del estado, sino de la regulación contractual y económica. (Artículo 3.1 de la Ley 27332).

La Confiabilidad de la infraestructura, según el libro *“Risk and Reliability Analysis”* (Gardoni, 2017) se define como la probabilidad de que un sistema se mantenga operativo y desempeñando la función para la que fue diseñado. Por el contrario, la inoperatividad del sistema o de alguno de sus componentes se denomina **falla**. Dado que cada componente del sistema tiene una probabilidad de falla, la confiabilidad del sistema puede determinarse como la probabilidad de que no falle ninguno de sus componentes críticos. En este sentido, la confiabilidad tiene relación inversa con la complejidad del sistema y relación directa con el mantenimiento e inspección preventiva. (Teutónico, 2009) En un sistema de red como es el caso de la industria de gas natural, la confiabilidad debe asociarse a la configuración de componentes, segmentos de red, equipos de seguridad, de control o de regulación. (Santos, 2010)

Resulta pertinente centrar la investigación en la dimensión “Confiabilidad”, en concordancia con el citado libro de (Gardoni, 2017) quien

recoge la opinión de varios investigadores concluyendo que la “Confiabilidad” es una variable esencial en los en los servicios públicos de red.

Supervisión basada en Riesgos:

Entre los años 80 y 90, la empresa British Petroleum (BP), referencia mundial en la industria de Petróleo y Gas a nivel mundial, se vio en la necesidad de buscar un nuevo enfoque para la supervisión debido al crecimiento de sus operaciones (miles de pozos, ductos, compresores e instalaciones especializadas). Desarrollando así una metodología de supervisión basada en riesgos, con resultados satisfactorios. El primer paso la implementación de esta metodología fue la definir los Criterios de Riesgo. Y el segundo, modelar propuestas para mitigar los riesgos identificados. Para la selección de criterios y medidas de mitigación, BP se apoyó en estándares internacionales, entre los que destaca el **ASME B.31.8** y el **API 1160**. (Johnstone, Jensen y Stegall, 2005). Luego de evaluar las experiencias de las empresas de talla mundial, los investigadores de la *American Society of Mechanical Engineers* (ASME), desarrollan una estándar específico para la integridad de gasoductos, publicando en 2001, el **suplemento S de la norma ASME B.31.8**. (Cardoso, Oliveira, y Faertes, 2010).

En el contexto de los párrafos anteriores, Carzoglio (2011), Analiza la evolución de la industria del Petróleo y Gas en los Estados unidos, donde observa que, debido a la extensión y complejidad en las redes de transporte de hidrocarburos, resultaba ineficiente el enfoque exclusivamente prescriptivo (Regular y basado en los riesgos del diseño). En la década de 1990, se formó el grupo de trabajo entre que reunía representantes de las empresas operadoras y de los Organismos Reguladores y como resultado de las reuniones de trabajo, se concluye que un modelo regulatorio basado en el control de riesgos tendría mejores resultados que una supervisión que buscara cubrir toda la extensión de la industria.

La investigación de Johnstone, Jensen & Stegall, (2005) y los estudios de Carzoglio (2011), coinciden en respaldar la afirmación de Gardoni (2017), al afirmar que la **complejidad** de la red de ductos tiene relación directa con la exposición al daño o riesgo. Como se muestra en el gráfico, correspondiente a la industria en Argentina:

Figura 5: Sistema de Gasoductos en Argentina vs Exposición al Daño.



Fuente: Instituto Argentino de Petróleo y Gas [IAPG]. (Carzoglio, 2011)

Las proyecciones indican que la industria del GN en el Perú crecerá de manera sostenida en los próximos años. Por otra parte, el estado promueve el desarrollo de los polos petroquímicos en la costa sur y la masificación del consumo de Gas Natural a nivel nacional. (Tamayo, et al; 2014). De esta manera el incremento de la complejidad supone el aumento de la probabilidad de falla en el sistema. (Talavera, 2015). Se estima que la matriz energética hacia **2040**, registre un aporte del **38%** de Gas Natural, **38%** de Hidrocarburos Líquidos y **21%** de Energías Renovables. Al respecto se estima que en conjunto el GN y los LGN representen cerca del **50%** del total de la energía. (MINEM, 2012).

De acuerdo con Samamé (2014), entre los principales riesgos para la realidad del Perú, se encuentran la corrosión, los defectos de soldadura y la geotecnia. Adame y Vera (2009), proponen el método de Mühlbauer para el riesgo por corrosión, validando su aplicabilidad y presentando resultados favorables para la programación de inspecciones. Lo cual es respaldado por los estudios de (Montefort 2013)

Kent Mühlbauer (2004), que es uno de los grandes referentes en el análisis de Riesgos para en el sector Hidrocarburos y autor de la obra *"Pipeline Risk Management manual ideas, techniques and resources"*, Propone una metodología cuantitativa específica para el transporte de hidrocarburos. En su obra, define y explica detalladamente como asignar una valoración a cada riesgo identificado y por cada segmento del ducto, a partir del cual calcula un índice de

riesgo global cada segmento, instalación, o equipo. De esta manera que facilita la asignación de mantenimiento, supervisión, inspección o auditoria de acuerdo a la criticidad. Por otra parte, según Montefort (2013), el método de Mühlbauer puede utilizarse para estimar la confiabilidad y la probabilidad de falla.

la consecuencia de una falla en un gasoducto tiene un impacto directo en las empresas operadoras del servicio, en termino de costos y multas gubernamentales. Sin embargo, también existes costos indirectos para los intereses del estado, tales como: restricciones para la generación eléctrica, la afectación del medioambiente, el desabastecimiento de combustible para la industria y el transporte. Generando afectación a nivel nacional por las reacciones políticas, daños a la salud humana, daños ambientales, la pérdida de producción, etc. Algunas de estas consecuencias pueden ser monetizadas. Por otra parte, es más difícil cuantificar las consecuencias indirectas en un valor monetario (Nikolaidis et al., 2005).

Avances en la Supervisión estatal:

Los estudios anteriores muestran avances y resultados satisfactorios de la inspección basada en riesgos para las Empresas Operadoras. En línea con ello, Mauricio Teutónico (2009), en una publicación del Osinergmin menciona que la normativa peruana establece la obligatoriedad para los Operadores de Ductos de implementar un “Sistema de Gestión de integridad de Ductos”, en el Anexo 2 del DS.081-2007, con la finalidad de prevenir anomalías en el sistema y disponer de una respuesta inmediata en caso de fallas.

Sin embargo, luego de analizar la problemática de la industria en varios países, Carzoglio (2012), expresa que la “Gestión de Integridad de Ductos”, debe aplicarse no solo hacia adentro de la industria sino también desde fuera, desde la perspectiva del **regulador**. Es decir que la Supervisión debe asignarse en función de la criticidad y de la probabilidad de fallas afín de contribuir que el servicio en general sea más eficiente de cara a todos los **grupos de interés**.

En el marco de los servicios regulados, los economistas explican que el interés natural de la empresa privada es la maximización de las utilidades mientras que el interés de los usuarios es recibir un servicio de calidad y a precios justos.

En los monopolios naturales todo el poder de negociación se traslada a los ofertantes, por esta razón el estado asume el rol de supervisor/regulador. La regulación de Servicios públicos ha evolucionado con el tiempo desde el control de precios, pasando por la estricta regulación técnico-normativa hasta la búsqueda de la calidad total y la eficiencia social. (Figueroa y Trillo, 1997). De acuerdo con Eduardo Virgala (2012), el papel de los Organismos Reguladores (OR) en una sociedad moderna es promover una economía sostenible y un gobierno menos intervencionista. Además, señala que la eficacia en los Servicios Públicos de Red (telecomunicaciones, energía, ferrocarriles, etc.), como es el caso del Gas Natural; está dada por la capacidad para garantizar un equilibrio justo entre los intereses de los usuarios, las empresas inversoras y el gobierno.

De acuerdo con García y Suárez (2015), en su trabajo sobre la Teoría de Gobernanza, señalan que el principio de Eficacia en la administración pública se traduce en la oportunidad de tomar las medidas acertadas y la evaluación del impacto sobre el sector intervenido. Con esto se busca pasar de un estado fiscalizador hacia un rol más proactivo. Por otra parte, Osinergmin publicó en febrero del 2017 un estudio sobre el Impacto regulatorio (RIA), para medir el impacto de la supervisión de la calidad de los combustibles líquidos, demostrando que la intervención de la supervisión estatal tiene un impacto positivo, en este mercado. (Osinergmin-GPAE, 2017)

Marco Teórico:

El Gas Natural.

Es una mezcla de hidrocarburos livianos, donde predomina la presencia del Metano (CH_4) entre 70% - 90%; seguido de Etano (C_2H_6) entre un 10%- 20%, y hasta un 20% de otros más pesados como el propano (C_3), butano (C_4) y pentano (C_5). Estos hidrocarburos son el resultado de la descomposición de materia orgánica atrapada en capas impermeables a gran profundidad, presión y temperatura en formaciones geológicas denominadas yacimientos. El Gas Natural puede encontrarse como **gas asociado** (en presencia de petróleo) o como gas **no asociado** (gas natural libre) y puede incluir algunos contaminantes como nitrógeno, anhídrido carbónico, ácido sulfúrico, agua y otros. (Brucart, 1987)

Los principales productos que se obtienen son: el **Gas Natural Seco (GN)**, compuesto por el Metano (C_1) y Etano (C_2); y **los Líquidos de Gas Natural (LGN)** que son las más pesadas (C_3 , C_4 , C_5 , ...). Mediante procesos de fraccionamiento de los LGN, se obtiene: el GLP, gasolinas naturales y diésel. En caso del Gas de Camisea es considerado "Gas Natural Rico", debido a su significativa presencia de Líquidos de Gas Natural (Tamayo, et al, 2014)

Tabla 1: Composición del Gas Natural Extraído de los Yacimientos de Camisea

Molécula	Poder Calorífico (Kcal / Kg)	Composición (Volumen)	Producto Primario
Metano (CH_4)	13249 – 11940	74%	Gas Natural Seco (82%)
Etano (C_2H_6)	12384 – 11336	8%	
Propano (C_3H_8)	12018 – 11065	7%	Líquidos de Gas Natural (17%)
Butano (C_4H_{10})	11822 – 10891	5%	
Condensados (C_5 , C_6 , C_7)	11702 - 10754	5%	
Nitrógeno, CO_2 , H_2O , otros	-	1%	Impurezas (1%)

Fuente: Elaboración Propia a partir de los reportes de Osinergmin.

En el cuadro anterior se muestra la composición de la mezcla de hidrocarburos en el yacimiento de Camisea y sus propiedades principales. Elaborado a partir de la información que reporta la empresa Pluspetrol al Osinergmin, en referencia a los lotes 88 y 56. (Damert, 2004)

En referencia al Gas de Camisea, se puede destacar las siguientes características según su clasificación, (Hilario, 2009):

- Es **no asociado**: El yacimiento no contiene petróleo.
- Es **húmedo**: La mezcla contiene hidrocarburos líquidos. (C3, C4, C5)
- Es **rico**: por su alto contenido de LGN (C3, C4, C5), de hasta 18%
- Es **dulce**: dado su bajo contenido de azufre. (cercano a cero)

Por otra parte, en cuanto a sus características físicas y químicas se tiene:

Tabla 2: Características del Gas de Camisea

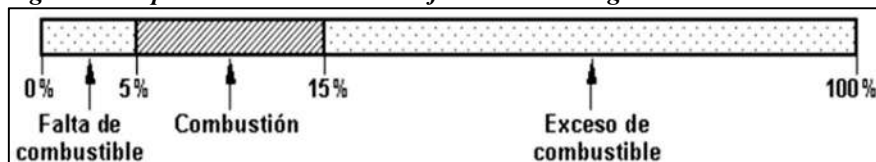
Características	Valor
Densidad Relativa	0.65 (respecto del aire)
Temperatura de Ebullición	-160°C (a presión atmosférica)
Peso Molecular	18.3
Perceptibilidad	No es perceptible a los sentidos (Incoloro, insípido, inoloro)
Riesgos	Puede causar asfixia en ambientes cerrados.

Fuente: Presentación “Gas Natural - Propiedades y Uso” (Hilario, 2009).

Los principales usos del Gas Natural son la Generación eléctrica, el transporte vehicular, consumo industrial y residencial; y la petroquímica. Por otra parte, de los principales beneficios del gas natural frente a otros combustibles se puede destacar (Hilario, 2009):

- **Económico**: Es de bajo precio en comparación a los combustibles convencionales a base de Petróleo.
- **Eficiente**: Dado su alto poder calorífico.
- **Limpio**: Su combustión genera menos gases de efecto invernadero (GEI).
- **Seguro**: Dado que es más liviano que el aire y un restringido nivel de explosividad (3,8% a 13%) en el aire.

Figura 6: Esquema de los límites de inflamabilidad de gas natural

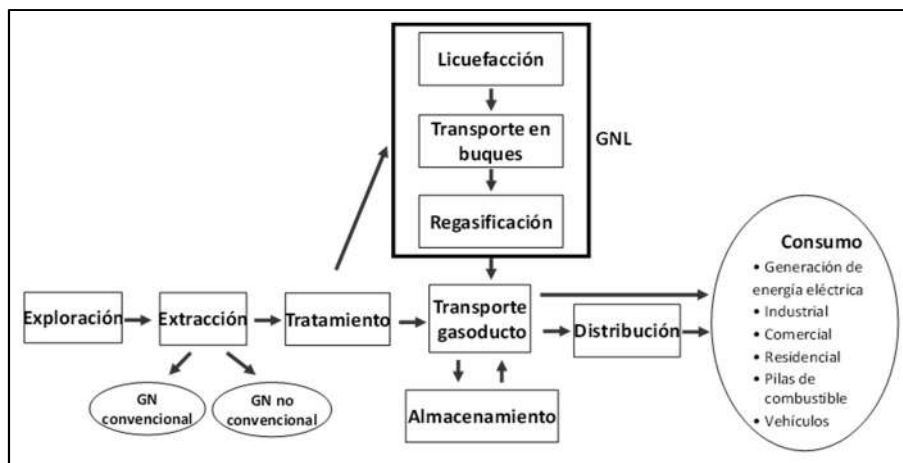


Fuente: Osinergmin. (Hilario, 2009)

La cadena de valor del Gas Natural.

Para que sea posible el consumo del Gas Natural, las moléculas de gas pasan por un conjunto de procesos, desde la extracción del hidrocarburo de los Yacimientos hasta su entrega a los usuarios finales. Las etapas de la cadena de valor son las siguientes (Energía y Sociedad, 2015):

Figura 7: Esquema básico de la Cadena de Valor del Gas Natural



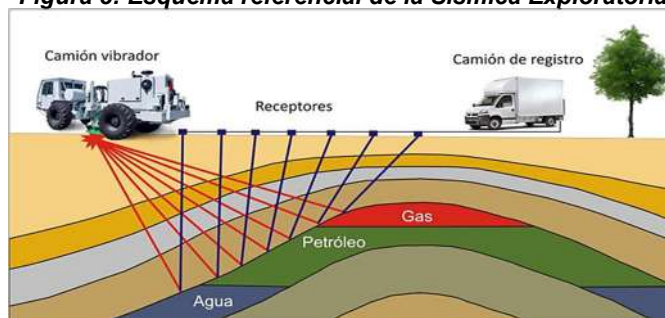
Fuente: Energía y Sociedad (2015)

A continuación, se desarrolla cada etapa de la cadena de valor, a partir de la información disponible en la web de Osinergmin (2014)

Exploración:

Conjunto de actividades y estudios, Geológicos y geofísicos que se realizan para identificar formaciones geológicas con posible contenido de hidrocarburos. Cuando un área tiene alta probabilidad de ser una reserva de gas, la única forma de asegurar la existencia del yacimiento es la perforación exploratoria. Sin embargo, es posible que luego de la perforación no existan hidrocarburos o que su potencial no sea rentable.

Figura 8: Esquema referencial de la Sísmica Exploratoria

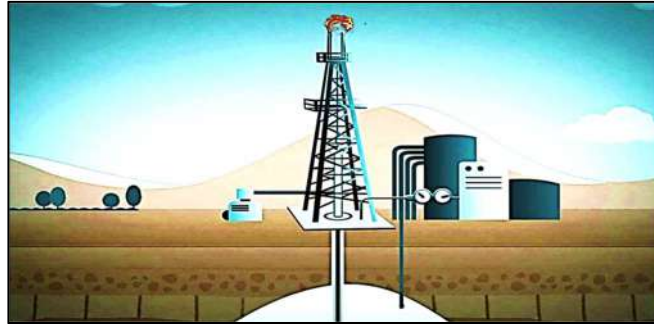


Fuente: Schuepbach Energy

Producción:

Consiste en la extracción del hidrocarburo (Gas Húmedo) hacia la superficie, generalmente se utiliza la técnica de perforación. Al inicio de las operaciones la presión del reservorio permite que el gas húmedo ascienda sin intervención externa; sin embargo, es posible que en algún momento la presión no sea suficiente y requiera de técnicas de inyección de agua o bombeo.

Figura 9: Esquema referencial de la perforación de Pozos de Gas

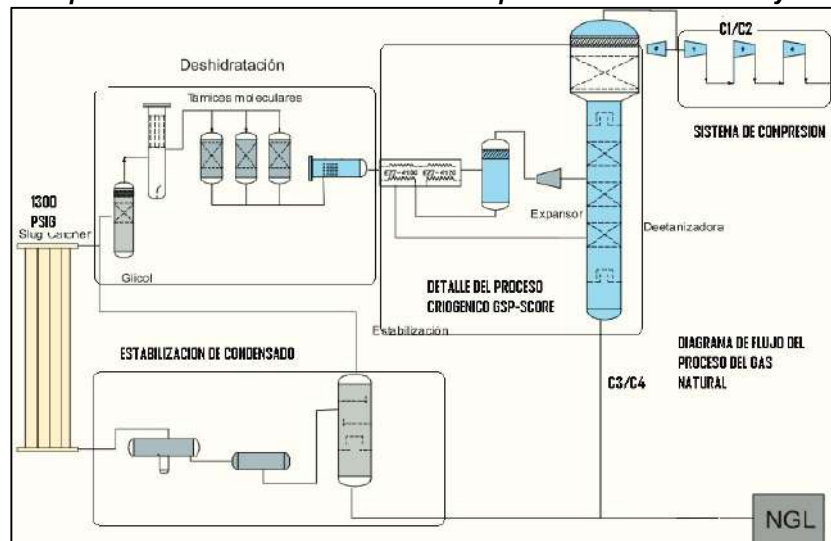


Fuente: Schuepbach Energy

Procesamiento:

El producto de los reservorios es una mezcla multifásica (Gas Húmedo) de hidrocarburos, agua, arena y otros. Por ello, luego de limpiar los contaminantes, se realiza la separación de los hidrocarburos por procesos criogénicos para finalmente obtener los productos típicos que son el Gas Natural Seco (GN), y los Líquidos de Gas Natural LGN. Estos procesos se realizan en las plantas de separación que generalmente se encuentran cerca de los reservorios.

Figura 10: Esquema de Procesos de la Planta de Separación Malvinas – Proyecto Camisea



Fuente: <http://www.ingenieriadepetroleo.com>

Transporte:

El gas natural y los líquidos de Gas Natural deben ser llevados hasta la ubicación de los usuarios finales. Para esto se construye una compleja infraestructura constituida por redes de tuberías, válvulas, estaciones de compresión y regulación, y los sistemas de Filtrado, Medición y Control. Dada la complejidad, vulnerabilidad y calificación como ' *cuello de botella* ', el transporte es la actividad crítica de la cadena de valor.

Red de Tuberías: Es la configuración de ductos en forma lineal o ramificada desde los complejos productivos hacia los centros de procesamiento y distribución. Entre las especificaciones de diseño más importantes destacan el diámetro y el espesor del ducto. El **diámetro** determina la **capacidad de transporte** del sistema, mientras que el **espesor** depende de la **presión de operación** y de la **cercanía a las áreas de impacto** (edificaciones, caminos, actividad humana, etc.).

Los ductos que transportan el Gas húmedo de los reservorios a la planta de gas son llamados ductos FLOWLINE; los que transportan el GN son denominados GASODUCTOS, y los que transportan LGN son los POLIDUCTOS. Con fines de seguridad del suministro se pueden instalar Loops de redundancia (ductos paralelos), que a su vez incrementan la capacidad del sistema. (Antaki, G, 2003)

Válvulas: dispositivos de acción manual, mecánica o remota; que puede permitir o restringir el paso de fluidos (líquidos o gas) a través de conductos. (Robert, Rosales, James, 1993). En la industria del gas natural, los usos de válvulas son esenciales para la regulación de flujo, la entrega del producto, aislamiento por seguridad, etc. (Rosaler y O'Neill, 2003)

Estación de Compresión: Las estaciones de Compresión se instalan en un punto estratégico de la tubería para elevar el perfil de presión. Es decir, para brindar al gas la energía necesaria para desplazarse por el sistema de transporte, mediante el incremento de Presión. El gas natural pierde energía por rozamiento con el sistema, y los LGN además por efecto de la gravedad en pendientes ascendentes. (McAllister, E., 1993).

Estación de Regulación: Cuando la energía y/o presión del Fluido (GN o LGN) es muy elevada, debe reducirse o regularse. Es necesario reducir la energía en pendientes pronunciadas descendentes, en las cercanías a los puntos de

entrega, cuando la energía esta próxima a la Máxima Presión de Operación de Diseño (MAPO). (McAllister, E., 1993).

Sistemas de Medición y Control: Dado que se manejan presiones de hasta 100 veces la presión atmosférica, es necesario monitorear y controlar los parámetros de operación en tiempo real, por ello se instalan instrumentos de medición en todos los equipos del sistema de transporte. (Antaki, G, 2003). La finalidad tener el control suficiente para actuar de forma inmediata cuando se detectan anomalías fuera de los parámetros de diseño. Al respecto existen equipos automatizados, manuales, remotos, siendo recomendable la redundancia. (McAllister, E., 1993).

Distribución:

Son las actividades mediante la cual el gas que ha viajado grandes distancias es entregado a los usuarios. Regularmente la empresa transportadora entrega el gas en una estación llamada City Gate. Donde se mide controla la calidad, se acondiciona, y se dispone para la entrega. (Osinergmin, 2014).

En cuanto a las formas de distribución se puede resaltar:

Transporte Directo: Cuando el transportista entrega el gas al usuario, sin necesidad de un distribuidor. Generalmente para Grandes Industrias, generadoras eléctricas y Plantas Petroquímicas ya sea por su nivel de consumo o por encontrarse fuera de alguna concesión de distribución.

Es importante destacar que los LGN se entregan a las **refinerías** de forma directa para la obtención de los derivados (GLP, Gasolina y diésel Natural), los cuales son comercializados como productos finales.

Red de Ductos: El distribuidor recibe el gas, y lo acondiciona (presión, flujo, odorización, etc.), para llevar el gas a través de ductos hasta los usuarios finales. Se aplica para los consumidores dentro de un área de concesión: Generadoras eléctricas, estaciones de GNV, usuarios residenciales y comerciales.

Buques Metaneros: Es la forma de transporte de GN más usual para la exportación. El GN es licuado por procesos criogénicos a -160°C , logrando una reducción de hasta 600 veces su volumen (en condiciones normales). El Gas Natural Licuado (GNL) permite optimizar costos gracias a la optimización del espacio. (Vásquez, A; et al, 2015)

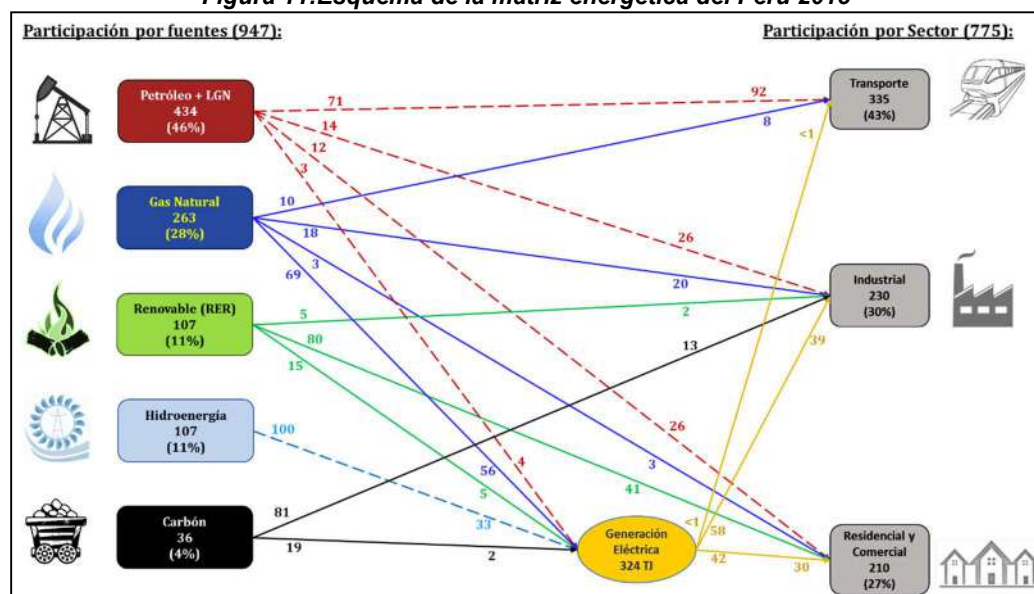
Gasoducto Virtual (GNL/GNC): Para grandes distancias donde no existen tuberías y la demanda no justifica la construcción de gasoductos, el gas natural puede llevarse por tierra mediante camiones especiales. El gas natural puede trasladarse licuado (Líquido a -160°C) o comprimido (Gas a 250 bar). La elección entre una u otra forma es la evaluación económica del proyecto. (Vásquez, A; et al, 2015)

La Industria del Gas Natural en el Perú

Importancia del Gas Natural en el Perú

El Gas Natural en el Perú constituye uno de los pilares fundamentales en el desarrollo de la economía nacional gracias a su contribución a la matriz energética. En los últimos 15 años se ha visto que el Gas Natural ha sustituido al petróleo y a la fuerza hidráulica como los motores principales de la industria. (Tamayo, J, 2014). Tal es así que de acuerdo al Balance Nacional de Energía 2015 del MINEM, el aporte del GN representa el **56% de la generación eléctrica** y el **28% de la configuración de la matriz energética nacional** (Ver figura 4). Por otra parte, los LGN constituyen el **30%** del total de los Hidrocarburos Líquidos en el país. De esta manera, el GN y los LGN, representan en conjunto el 41% de la base energética nacional, convirtiéndose en la principal fuente de energía del país. (MINEM, 2015)

Figura 11: Esquema de la matriz energética del Perú 2015



Fuente: Elaboración propia, a partir de la matriz energética publicada por el MINEM.

El aporte energético ha sido estimado por la Dirección de Eficiencia Energética del MINEM, en base a la Metodología de la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE).

Del Balance Nacional de Energía 2015; el petróleo aporta 300,780 TJ y los LGN 128,210 TJ, resultando que los LGN representan aproximadamente el 30% (128/434). del aporte total de los hidrocarburos líquidos. Y de los aportes de energía el Miles de TJ: GN = 263 y LGN = 128; resulta que el aporte conjunto es del 41% (391/947).

Dada la influencia del Gas Natural en la dinámica nacional de la energía (41%), la interrupción total o parcial del servicio de transporte genera importantes pérdidas económicas a Gran Escala (Osinergmin, 2016):

- **Restricciones en la Generación eléctrica:** La restricción del suministro del GN, genera inestabilidad general del sistema de generación eléctrica, Puesto que el aporte del GN y LGN representa el 56% de la generación eléctrica. Como medida inmediata se activa el uso de reservas frías a base de petróleo, en sustitución a la generación por GN, lo que tiene altos costos para el estado y para los usuarios del servicio.
- **Paralización de industrias:** Gracias a la eficiencia y los costos del GN, muchas industrias han realizado el cambio de combustible hacia el GN. Por esta razón la interrupción del servicio significaría detener la cadena de valor en varias industrias, entre otras: cerámicos, cementeras, fundidoras, laboratorios, procesamiento de alimentos.
- **Desabastecimiento de combustible:** En el Perú ha incrementado su demanda de GNV y GLP, de tal manera que el 10% del mercado automotor consume GNV y hasta 15% GLP. Por lo que la escasez de GN y LGN tendría un impacto de hasta el 25% del mercado. A esto se puede agregar el aporte de las gasolinas naturales
- **Importación y subida del precio:** El desabastecimiento de GN y LGN, generaría especulación. Tanto en los consumidores directos como los vehículos, como en los productos de las industrias afectadas. Esto llevaría a una subida de precios y favorecería la importación de estos productos.

Configuración de la Industria del Gas Natural en el Perú

En el libro “La industria del gas natural en el Perú. A diez años del Proyecto Camisea”, publicado por el Osinergmin, se detalla la configuración de la industria y su evolución en el Perú (Tamayo, Et al; 2014)

Aguaytía Energy del Perú:

La producción de GN en el Perú, inicia en pequeña escala con la explotación del Yacimiento de Aguaytía (Lote 31-C), ubicado en la provincia de Curimaná, en el departamento de Ucayali. Este yacimiento fue descubierto en 1961; sin embargo, las operaciones iniciaron en marzo de 1994 a cargo de la empresa *Maple Gas Corporation del Perú* y posteriormente por la empresa *Aguaytía Energy del Perú S.R.L* desde 1998. El tiempo de vida estimado del proyecto es de 30 años. En la tabla 3 se muestran los datos de operación del proyecto entre los años 2000 al 2013:

Tabla 3: Datos Operativos del Proyecto Aguaytía Energy:

Datos Lote 31-C	Gas Natural (GN)	Líquidos de Gas Natural (LGN)
Reservas Probadas	0.44 TFC	20 MMB
Producción Promedio	70 MMPCD	4.4 MBD:
Procesamiento Promedio	65 MMPCD (Gas Seco)	1.4 MBD (GLP) 3.0 MBD (Gasolina Natural)
Demanda Promedio	28 MMPCD	2.8 MBD

Fuente: Elaboración Propia a partir de los datos del Libro “La industria del gas natural en el Perú. A diez años del Proyecto Camisea”

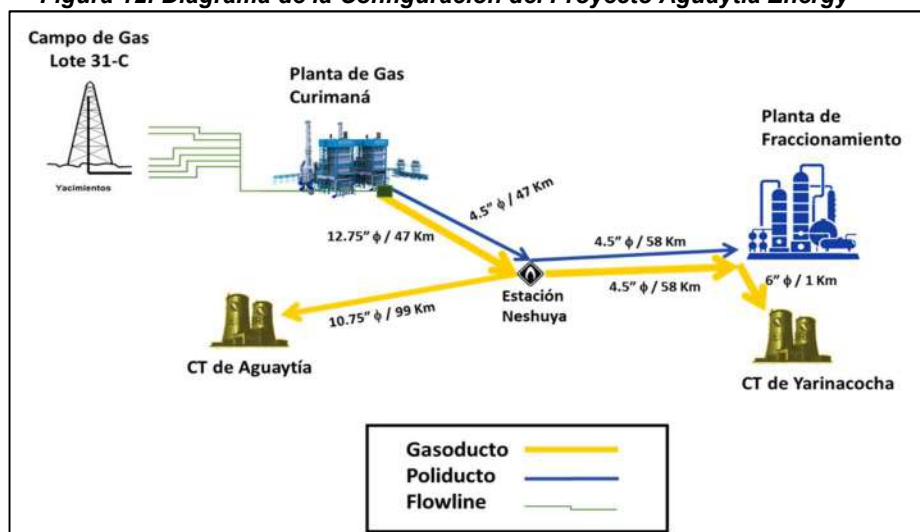
En el *Upstream*, se tienen nueve (9) pozos perforados, de los cuales dos (2) se encuentran en abandono, dos (2) son productores de gas, cuatro (4) inyectores, y uno (1) es para reserva de agua.

El gas húmedo que se obtiene de los pozos se lleva a la Planta de Gas en Curimaná a través de ductos Flowline de entre 2” a 6”, en longitudes de hasta 8 km. En la Planta de Gas, mediante procesos de separación se obtiene GN y LGN, que son transportados mediante 124 Km de Gasoductos y 113 de Poliductos distribuidos según la **figura 10**.

Los LGNson llevados hasta la Planta de Fraccionamiento de Yarinacocha donde se procesa para la obtención de GLP y Gasolinas Naturales. Por otro lado, el GN seco es destinado, una parte como

combustible de la Planta de Fraccionamiento, otra para a la Central Térmica de Aguaytía, y para la Central Térmica de Yarinacocha.

Figura 12: Diagrama de la Configuración del Proyecto Aguaytía Energy



Fuente: Elaboración Propia a partir de los datos del Libro "La industria del gas natural en el Perú. A diez años del Proyecto Camisea"

Costa y Zócalo Norte:

Otra fuente de Producción de Gas Natural son los yacimientos de la cuenca petrolera de Piura y Tumbes. Aquí se encuentra Gas Natural Asociado, que se extrae conjuntamente con el crudo. Las empresas que explotan el gas en este sector son GMP (Lote I), Petrolera Monterrico (Lote II), Sapet (Lote IV y V), Petrobras Energía del Perú (Lote X), Olimpyc (Lote XIII) y Savia (Lote Z-2B). Al respecto se tienen los siguientes datos de operación:

Tabla 4: Datos Operativos de la Zona Costa y Zócalo Norte

Datos Costa y Zócalo Norte	Gas Natural (GN)	Líquidos de Gas Natural (LGN)
Reservas Probadas	1 TFC	20 MMB
Producción Promedio	28 MMPCD	1.1 MBD:

Fuente: Elaboración Propia a partir de los datos del Libro "La industria del gas natural en el Perú. A diez años del Proyecto Camisea"

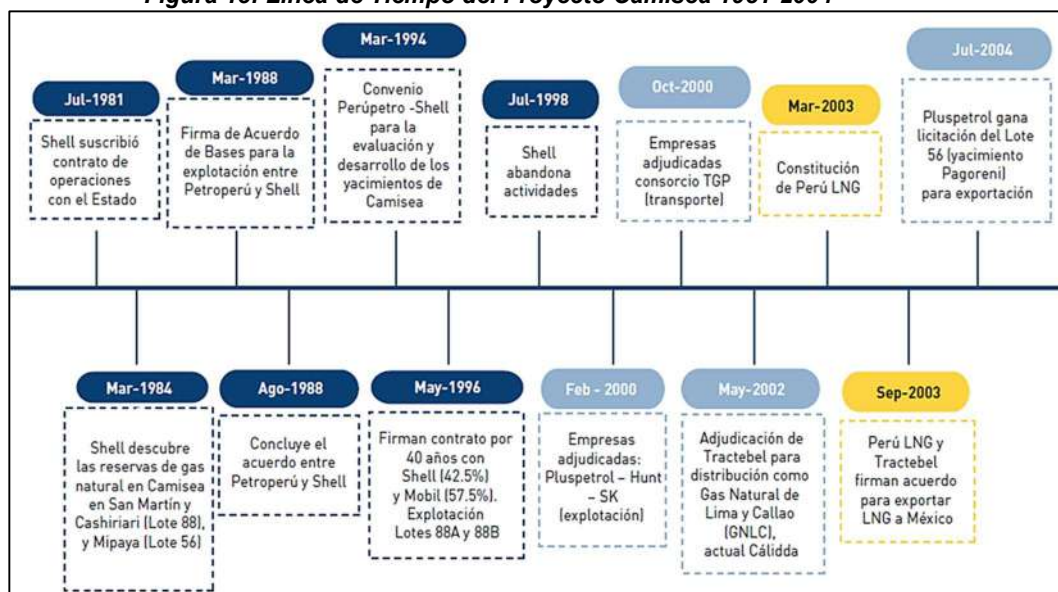
La demanda de GN y LGN es variable y muy baja, cabe resaltar que el GN es utilizado como combustible de la industria petrolera que se desarrolla en la zona y para la generación eléctrica en la Central Termoeléctrica de Malacas. Los LGN son procesados para la obtención de GLP y gasolinas que son comercializadas en la región Piura y Tumbes.

Proyecto Camisea:

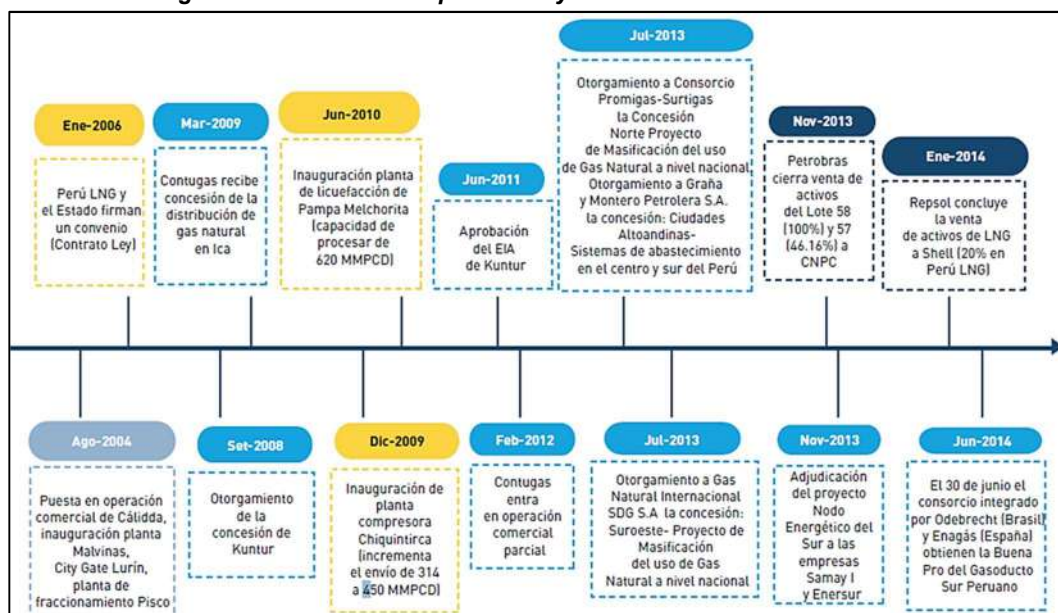
Sin duda el principal sistema de suministro de gas natural en el Perú es el proyecto Camisea. En este proyecto participan diferentes empresas a cargo de las operaciones en cada segmento de la cadena de valor.

El yacimiento de Camisea fue descubierto por Shell en 1981, en el distrito de Echarate, provincia de La Convención, departamento del Cuzco. En 1998 el consorcio Shell decidió no continuar con el proyecto, y en el año 2000 se realizaron las licitaciones correspondientes, otorgando así la licencia de explotación al consorcio Camisea, la concesión de transporte al consorcio 'Transportadora de Gas del Perú (TGP)', y en 2002, la concesión de distribución en Lima a la empresa Cálidda.

Figura 13: Línea de Tiempo del Proyecto Camisea 1981-2004



Fuente: Osinergmin

Figura 14: Línea de Tiempo del Proyecto Camisea 2004-2014

Fuente: Osinergmin

En el *Upstream*, se tiene a las empresas *Pluspetrol Perú Corporation* a cargo del lote 88 y 56 y a *Repsol Exploración Perú* a cargo del lote 57. El lote 88, por contrato, es de uso exclusivo para el consumo interno; mientras que los lotes 56 y 57 son administrados de forma privada por las empresas. El gas húmedo que se obtiene de los pozos es transportado a través de un sistema de ductos Flowline hasta la Planta de Separación de Malvinas, operada por la empresa Pluspetrol. A continuación, se muestran los valores operativos en el Upstream del Proyecto Camisea.

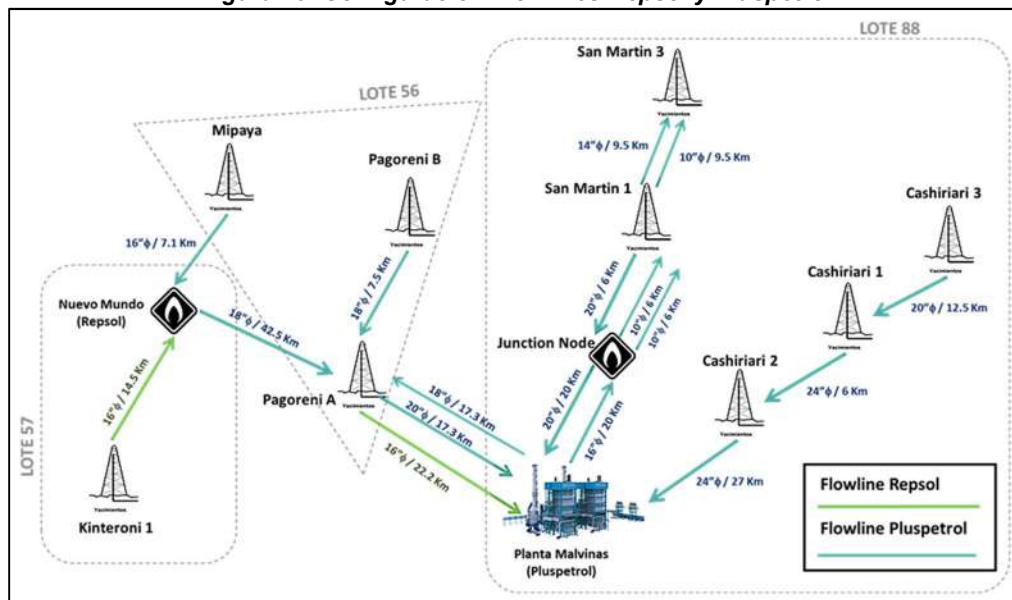
Tabla 5: Datos Operativos en el Upstream del Proyecto Camisea

Datos Upstream Camisea	Gas Natural (GN)	Líquidos de Gas Natural (LGN)
Lote 88 (Pluspetrol)		
Reservas Probadas	10.2 TFC	590 MMB
Producción Promedio	509 MMPCD	64 MBD:
Lote 56 (Pluspetrol)		
Reservas Probadas	2.8 TCF	216 MMB
Producción Promedio	630 MMPCD	39 MBD
Lote 57 (Repsol)		
Reservas Probadas	0.96 TCF	54.5 MMB
Producción Promedio	116 MMPCD	8.2 MBD

Fuente: Elaboración Propia / Osinergmin

En la **Figura 15** se muestra la configuración de los ductos Flowline en el Upstream del proyecto Camisea, correspondiente a las empresas Repsol Exploración Perú y Pluspetrol Perú Corporation.

Figura 15: Configuración Flowlines Repsol y Pluspetrol



Fuente: Elaboración Propia a partir de los datos del Libro “La industria del gas natural en el Perú. A diez años del Proyecto Camisea”

En el *Midstream* se tiene a la actividad de transporte, donde se tiene la participación de las empresas ‘Transportadora de Gas del Perú (TGP)’ y Perú LNG (PLNG). Que llevan el GN y los LGN desde Planta Malvinas hacia los destinatarios finales en la región costa del país.

Transportadora de gas del Perú (TGP), es la concesionaria de la actividad de transporte del proyecto Camisea. Comprende un sistema de transporte de gas natural y uno de líquidos de gas natural. El sistema de GN, presenta un gasoducto de 731 Km, de 32” en los primeros 209 Km, 24” en los siguientes 408 y 18” en los últimos 114. Presenta dos plantas de compresión ubicados a la altura de las progresivas KP 209 y KP 127. En la región costa presenta un ‘Loop’ de seguridad y ramificaciones para entrega de gas a usuarios directos, y en la región sierra una derivación principal para la ciudad de Ayacucho. A lo largo del recorrido del gasoducto presenta válvulas y estaciones de superficie que permiten regular y controlar el flujo de gas, tanto para el sistema de GN como el de LGN. El GN transportado por TGP es utilizado para el consumo interno.

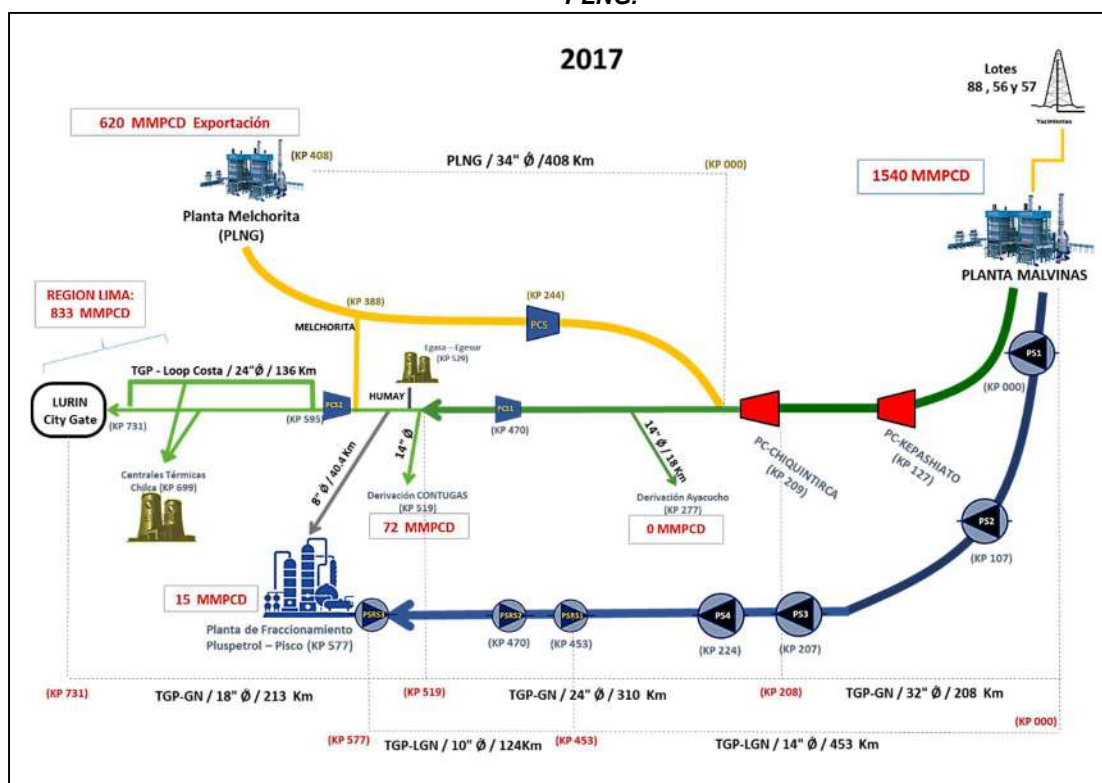
Por otra parte, la empresa Perú LGN (PLNG), tiene un gasoducto de 32” que toma GN desde el ducto de TGP a la altura de la progresiva

KP 209, y lo transporta hasta la planta de licuefacción de Melchorita en la costa sur de Lima. Este gasoducto tiene una extensión de 408 Km y posee al igual que TGP, varias estaciones, de superficie. Antes de llegar a su destino el gasoducto de PLNG tiene una interconexión con el de TGP en Humay (Costa) lo que permite incrementar la capacidad de transporte de TGP, utilizando parte de la infraestructura de PLNG. La finalidad del GN transportado por PLNG es la exportación en forma líquida.

En la planta Melchorita se obtiene mediante procesos de criogenización Gas Natural Licuado (GNL) a -162°C de temperatura, reduciendo su volumen 600 veces respecto a las condiciones normales; haciendo viable la exportación por buques metaneros a grandes distancias.

En la **figura 16**, se muestra la configuración de los sistemas de transporte de TGP y PLNG, en forma simplificada.

Figura 16: Esquema simplificado de la configuración del Sistema de Transporte de TGP y PLNG.



Fuente: Elaboración propia a partir de la Pagina Web del Osinergmin.

Marco Regulatorio del Gas Natural en el Perú.

La regulación del Gas Natural en el Perú se da a lo largo de toda la cadena, y su finalidad es que el servicio prestado a los usuarios finales sea económico, seguro y eficiente. (Días, G, 2009) Por ello en el Perú se ha desarrollado una estructura Regulatoria donde intervienen varias instituciones con roles diferentes. (Teutónico, 2009). Al respecto es importante señalar que la posición del regulador no es controlar a las empresas sino proteger los intereses de la sociedad en su conjunto para la consecución de un bienestar general (Traverso, 2015)

Marco Normativo:

Puesto que se trata de un monopolio natural, el estado asume el Rol de Regulador/Supervisor de la Industria del Gas Natural, buscando establecer reglas justas para los usuarios e inversores; a fin de promover la inversión privada, los precios justos y la calidad del servicio. (Vallebuona, 2015).

Figura 17:Marco normativo de la Industria del Gas Natural



Fuente: XIII-Curso de Extensión Universitaria-Osinergmin

Rol de las instituciones del Estado:

A fin de garantizar el cumplimiento del marco normativo se ha delegado funciones específicas a las entidades estatales del sector. Como se resume en el siguiente cuadro:

Tabla 6: Resumen de los roles en la regulación del Sector

	Actividad	EXPLORACIÓN	TRANSPORTE	DISTRIBUCIÓN	COMERCIALIZACIÓN
FUNCIÓN	DEFINICIÓN	EXPLOTACIÓN			
Gestor Normativo	Formulación de obligaciones, Leyes y directrices del sector	MINEM	MINEM	MINEM	MINEM
Promoción	Estrategias para atraer la inversión privada	PROINVERSIÓN	PROINVERSIÓN	PROINVERSIÓN	PROINVERSIÓN
Contratación	Celebración de contratos en representación del estado peruano	PERUPETRO	MINEM	MINEM	--
Regulación de Tarifas	Control de los precios y transacciones entre los agentes.		OSINERGMIN (GART)	OSINERGMIN (GART)	--
Supervisión y Fiscalización	Velar por el cumplimiento de la normativa y los estándares técnicos.	▪ OSINERGMIN: Normativa Técnica ▪ OEFA: Normas Ambientales ▪ SUNAFIL: Seguridad y Salud Ocupacional			

Fuente: XIII-Curso de Extensión Universitaria-Osinergmin

Ministerio de Energía y Minas:

- Define la política del sector hidrocarburos.
- Formula, planea dirige y ejecuta las estrategias del Estado.
- Aprueba las disposiciones normativas que correspondan
- Otorga y reconoce derechos (permisos, licencias y concesiones).
- Actúa principalmente a través de la DGH (Dirección General de Hidrocarburos)

Perupetro S.A:

- Es una empresa estatal de derecho privado, creado por la Ley Orgánica de Hidrocarburos (Ley N°26221).
- Negocia y Celebra los contratos de Exploración y Explotación.
- Supervisa el cumplimiento de las obligaciones contractuales.
- Promueve la inversión para la producción de hidrocarburos.
- Recauda los ingresos *provenientes de los contratos*.

Osinergmin:

- Función Normativa: Facultad para dictar en el ámbito de sus competencias reglamentos y procedimientos, además de tipificar las sanciones respectivas.
- Función Supervisora: Facultad de verificar el cumplimiento de las obligaciones Técnicas, legales y contractuales.
- Función Fiscalizadora: Facultad para imponer sanciones por el incumplimiento de las obligaciones.
- Función Reguladora: Facultad para fijar las tarifas en los Servicios de transporte y distribución de GN.

- Función Atención a Reclamos de Usuarios: Recibe y atiende los reclamos de los usuarios del Servicio de GN, en segunda instancia.
- Función Solución de Controversias: *Atiende, en primera instancia, los conflictos entre empresas del sector o entre un Operador y el Estado.*

Proinversión

- Ejecuta la política nacional de promoción a la inversión privada.
- Monitorea y contribuye a generar el ambiente propicio para el desarrollo de las inversiones.

Alcance Regulatorio de la DSGN-Osinergmin

El organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (Osinergmin), ha designado a la División de Supervisión de Gas Natural (DSGN), las funciones de **Supervisión y fiscalización** de las actividades de Producción, Procesamiento, Transporte por Ductos y Proyectos de Construcción. Según el Reglamento de Organización y Funciones (ROF) del Osinergmin, aprobado por DS-010-2016-PCM.

En cuanto a la Supervisión de las Actividades de Transporte, se han considerado las siguientes diecisiete Unidades Operativas que se muestran en el **anexo 10**. La DSGN supervisa *in situ*, el cumplimiento de la normatividad vigente, mediante la asignación de visitas de campo.

La DSGN supervisa principalmente el cumplimiento de las normas, sus respectivas concordancias y estándares citados:

- REGLAMENTO DE TRANSPORTE DE HIDROCARBUROS POR DUCTOS (DS. 081-2007-EM)
- REGLAMENTO DE SEGURIDAD PARA LAS ACTIVIDADES DE HIDROCARBUROS (DS. 043-2007-EM)

Como referencia y complemento se utilizan los estándares internacionales que sean aplicables a las actividades supervisadas, entre ellos:

- ASME B.31.8, ASME B.31.8S, ASME B.31G
- API 1160, API 1140,
- ISO 14224
- NACE SP-0169

Para la asignación especializada de visitas de supervisión, la DSGN ha dispuesto la clasificación de 3 aspectos de supervisión:

Aspecto Técnico y de Seguridad: Relacionados con la integridad mecánica de los ductos e instalaciones de superficie. Entre Otros se verifica el mantenimiento, protección catódica, detección de fugas, señalización, Acción de Terceros, etc.

Aspecto de Geotecnia: Relacionados con el clima y fuerzas naturales externas, en cuanto al Derecho de Vía y el área de Influencia. Al respecto se supervisa: Estabilidad, Control de Erosión, Mantenimiento Geotécnico, Remediación, Deslizamientos, etc.

Aspecto Técnico Especial: No relacionados directamente con las competencias técnicas. Generalmente se refiere a las relaciones con la comunidad. Entre otros, Servidumbres, Capacitación a la comunidad, acuerdos con la comunidad, denuncias, etc.

Amenazas en los Sistemas de Transporte de Gas Natural por Ductos (Norma ASME B.318.S):

La norma ASME B.318S es el estándar por excelencia en la Gestión de Integridad de Ductos, es utilizada por las grandes empresas para la formulación de sus diseños, procedimiento y medidas de control.

Tal como se recoge en las experiencias de los antecedentes y en estado del arte. La norma ha evolucionado con el tiempo acercándose a la realidad de la industria moderna. La versión de la norma más actual durante la elaboración de esta tesis es la **ASME B.31.8.S – 2016**.

La Gestión de Integridad parte del uso de la información para decidir oportunamente las acciones de prevención, detección, mitigación de riesgos. Dado que se requiere de un manejo sistematizado de información norma propone, la creación de un programa de gestión de integridad que contiene cinco (05) planes particulares para cada aspecto. (i) Plan de Gestión de Integridad, (ii) Plan de Desempeño, (iii) Plan de Comunicaciones, (iv) Plan de Gestión de Cambios y (v) Plan de Control de calidad.

Clasificación de Amenazas:

El Pipeline Research Committee International (PRCI), ha analizado los datos de los incidentes en gasoductos en el tiempo, y ha clasificado 22 causas, que son llamadas “amenazas”.

Tabla 7: Cuadro de Clasificación de Amenazas

Tipo	Categoría	Amenaza específica	ID
1. Dependientes del Tiempo	1.1. Corrosión Externa		1
	1.2. Corrosión Interna		2
	1.3. Corrosión bajo esfuerzos		3
2. Estables en el Tiempo	2.1. Defectos de fabricación	2.1.a. Costura longitudinal defectuosa	4
		2.1.b. Tubería Defectuosa	5
	2.2. Relacionados con la soldadura	2.2.a. Soldadura circunferencial defectuosa	6
		2.2.b. Soldadura de fabricación defectuosa	7
		2.2.c. Arrugas o dobleces	8
		2.2.d. Roscas averiadas/ tubos rotos/ fallas en los acoples	9
	2.3. Defectos en los equipos	2.3.a. Falla de empaquetadura o sellos O-Ring	10
		2.3.b. Falla en los equipos de alivio y control	11
		2.3.c. Falla en los sellos de la bomba	12
		2.3.d. Misceláneo/Otros	13
3. Independientes del Tiempo	3.1. Daños Mecánico	3.1.a. Por acción de Primeras, Segundas o Terceras Partes	14
		3.1.b. Tubería dañada con anterioridad (abolladuras, socavación).	15
		3.1.c. Vandalismo	16
	3.2. Operación Incorrectas		17
	3.3. Fuerzas externas o relacionadas con el clima	3.3.a. Clima Frio	18
		3.3.b. Rayos	19
		3.3.c. Lluvias Intensas o inundaciones	20
		3.3.d. Movimientos de tierra	21

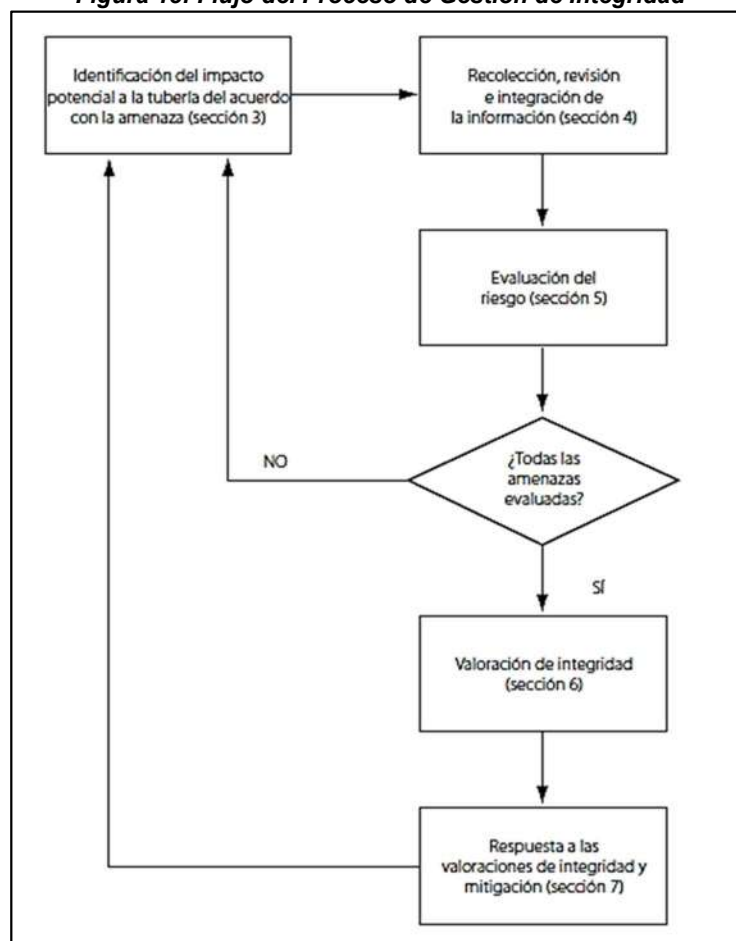
Fuente: Elaboración propia a partir de la Norma ASME B.31.8 S

Es importante señalar que un segmento de ducto puede estar afectado por más de una amenaza. Y cada una con diferente grado de intensidad, y a su vez con diferente pronóstico en el tiempo, por lo que es necesario una valoración flexible para tomar decisiones oportunas y eficientes. (Mühlbauer, 2004)

El Proceso de Gestión de Integridad:

La norma ASME B.31,8, propone un proceso general para la gestión de integridad. Cabe resaltar que los estándares nacionales exponen directrices generales, y no son procedimiento específico. Por lo que debe adecuarse y desarrollarse metodologías, procedimientos e instructivos para cada caso particular de aplicación.

Figura 18: Flujo del Proceso de Gestión de Integridad



Fuente: Norma ASME B.31.8 S

Identificación del Impacto Potencial de la amenaza: Consiste en identificar las amenazas asociadas a cada segmento de tubería, de acuerdo a la sección de clasificación de amenazas.

Recolección e Integración de Información: se recoge información relevante del mantenimiento, inspecciones, diseño, historial de fallas e incidentes, y todo aquello que permita entender nivel de riesgo y consecuencias posibles; para cada segmento de gasoducto analizado.

Valoración del Riesgo: mediante procesos de análisis y métodos numéricos se establece una valoración de riesgo en función de la probabilidad de falla y nivel de consecuencia. Al respecto existen varias metodologías para este paso, y debe aplicarse la que mejor se adecua al operador.

Valoración de la Integridad: es necesario cuantificar de manera objetiva el estado de cada segmento de la tubería expuesto a los riesgos identificados. Para ello se utilizan métodos de valoración mecánica como: inspecciones de línea, pruebas de presión, valoración directa, etc. A partir de los indicadores de la evaluación de integridad se determina si las condiciones del gasoducto requieren o no alguna intervención o acción preventiva.

Respuesta a la valoración de Integridad, Mitigación e Inspección: Con base en la valoración de riesgos y la valoración de integridad, se establece las acciones que deben tomarse en función de la anomalía detectada. Estas acciones pueden ser de carácter preventivo, correctivo, de mitigación, monitoreo, etc. Según la naturaleza y nivel de impacto.

Actualización y revisión de Datos: La información obtenida de los procesos anteriores debe retroalimentar a los futuros análisis de integridad, con la finalidad de dar seguimiento y dinamizar la evaluación.

Revaloración del riesgo: La valoración de los riesgos identificados, se modifica en el tiempo, por la naturaleza de las amenazas, por las intervenciones, o por cambios en el entorno. Por lo cual deben ser evaluados de manera regular en plazos establecidos y cada vez que ocurren cambios substanciales.

La evaluación continua y dinámica de los riesgos, integridad, probabilidad de falla y consecuencias. Permite entender el comportamiento de los gasoductos para prevenir fallas e incidente en las operaciones.

Potencial de Impacto:

Una parte de la dinámica del análisis de riesgos es el nivel de consecuencia o "Impacto". La norma ASME B31.8 S sugiere una forma simplificada para determinar las consecuencias como producto de la falla de un gasoducto.

De esta manera el radio de impacto desde el punto probable de fallase determina como (ASME B.31.8S):

$$r = \sqrt{\frac{115,920}{8} \cdot \mu \cdot \chi_g \cdot \lambda \cdot C_d \cdot H_C \cdot \frac{Q}{a_0} \cdot \frac{pd^2}{I_{th}}}$$

donde

$$a_0 = \text{velocidad del sonido del gas} = \sqrt{\frac{\gamma RT}{m}}$$

C_d = coeficiente de la descarga

d = diámetro de la línea m

H_C = calor de combustión

I_{th} = flujo del calor del umbral

m = peso molecular del gas

p = presión efectiva

$$Q = \text{factor de flujo} = \gamma \left(\frac{2}{\gamma + 1} \right)^{\frac{\gamma + 1}{2(\gamma - 1)}}$$

R = constante universal de los gases

r = radio del círculo del impacto

T = temperatura del gas

γ = relación de calores específicos del gas

λ = factor de disminución de velocidad de descarga

μ = factor de eficiencia de combustión

χ_g = factor de emisividad

Y aplicado a las características del gas Natural se reduce a:

$$r = k \cdot d \sqrt{p}$$

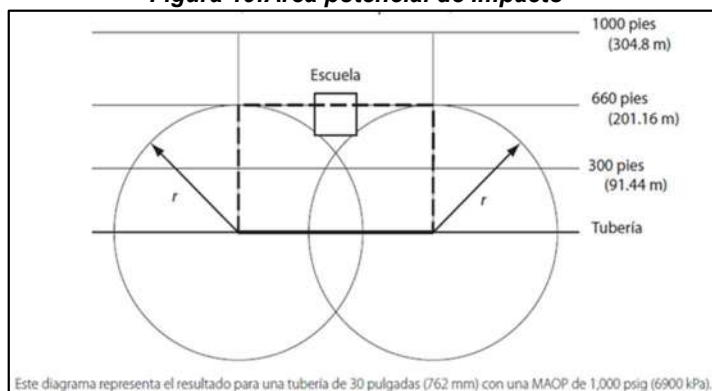
Donde:

k : constante; 0.69 (para d en pulgadas) y 0.00315 (para d en milímetros)

d : diámetro exterior de la tubería (Pulg, mm)

p : presión máxima de operación. (Psi, Kpa)

Figura 19: Área potencial de impacto



Fuente: Norma ASME B.31.8 S

Metodologías para el análisis de Riesgos:

En la literatura sobre el análisis de riesgos para la industria de los hidrocarburos se han desarrollado diversas metodologías que pueden resumirse de la siguiente manera: (i) Métodos comparativos, (ii) Índices de riesgo, (iii) Métodos Generalizados. (Monteford, 2013)

Métodos Comparativos:

Son procedimientos internos diseñados para la comparación directa de los procesos, se diseñan en base a la experiencia obtenida en las operaciones de la empresa, y son actualizados periódicamente. Entre los más utilizados se encuentra el Check List y los Análisis Históricos. (SIASPA, 2000)

CheckList: Son listas de verificación diseñados y validados por expertos, para cada instalación de manera específica.

Análisis Históricos: Es el uso de la información histórica de fallas o incidentes, para aprender e identificar peligros similares.

Índice de Riesgos:

Es la asignación de valores de criticidad para cada instalación en particular, según el tipo de amenaza o condición. Entre los más utilizados para la industria de los hidrocarburos se tiene el índice de DOW, índice de MOND e índice de Mühlbauer (SIASPA, 200).

Índice DOW: Es un método de análisis directo de calificación, que asigna valores en función a las propiedades de la sustancia y el conocimiento sobre las instalaciones. Es relativamente simple, pero requiere de un alto conocimiento sobre las sustancias y las condiciones de operación.

Índice MOND: Es la valoración múltiple de riesgos (ignición, explosión, toxicidad), con datos precisos de la operación. Debido a la precisión de la información requerida se usa principalmente para la etapa de diseño.

Índice Mühlbauer: Es una metodología diseñada específicamente para evaluación de riesgos en tuberías de transporte continuo de fluidos. Permite el análisis multivariable y no requiere alto nivel de conocimientos o experiencia. Es flexible para aceptar diferentes grados de complejidad y precisión.

El cálculo del Índice de Mühlbauer es bastante básico, remitiéndose a una ponderación de factores y pesos relativos asignados según el nivel de detalla y profundidad del análisis.

$$I_M = \sum_0^n (Puntaje \times Peso_1 \times Peso_2 \dots \times Peso_n)$$

Donde:

n: número de criterios

Peso1: Peso de criterio

Peso2: peso de grupo

Métodos Generalizados:

Métodos complejos diseñados principalmente para la toma de decisiones, es utilizado tanto para riesgos reales y potenciales. Generalmente requiere un análisis amplio de varias etapas y se alimenta de los resultados de otras metodologías. (Monteford, 2013).

HAZOP (Análisis de riesgo y operatividad): Es el análisis sistemático de la documentación de diseño y operación, por parte de un grupo especializado. Para identificar los riesgos y las desviaciones asociadas y asignan la calificación de criticidad (Alto, medio, bajo). (Monteford, 2013)

Análisis de Árbol de Fallas (FTA): Es una herramienta cualitativa para el análisis lógico de la secuencia de eventos probables, causas de falla, frecuencia y probabilidad de ocurrencia. Se emplea el análisis deductivo y la representación en diagramas y mapas mentales. (SIASPA, 2000)

Análisis What If (¿Qué pasa si...?): Análisis de escenarios posibles para determinar desviaciones en las operaciones y estimar las posibles consecuencias. Depende de la experiencia y la habilidad para analizar eventos simultáneos y concatenados. (SIASPA, 2000)

Tabla 8: Comparación de Métodos de Análisis de Riesgo

Método	Ventajas	Desventajas
Checklist	Su aplicación no requiere experiencia	Dependen del conocimiento de quien las elabora
	Cada empresa hace sus propias listas	
Análisis histórico	Es específico para cada instalación o proceso	No se aplica a escenarios posibles
		Su calidad depende de la información disponible
		No incluye amenazas naturales
Índice DOW	Existen datos para más de 300 sustancias	Requiere datos precisos sobre las sustancias y condiciones de operación
	Jerarquiza áreas de riesgo químico	
Índice MOND	Considera toxicidad por contacto cutáneo, inhalación e ingestión	
Índice Mühlbauer	Considera eventos externos y humanos	Su calidad depende de la información disponible
	Su aplicación no requiere experiencia	
HAZOP	Se diseña y aplica multidisciplinariamente	
	Toma en cuenta el error humano	
Árbol de fallas	Identifica patrones de falla	Requiere de un conocimiento muy completo para su aplicación e interpretación de resultados
	Muestra efectos aditivos de accidentes	
What if?	Se puede aplicar a cualquier instalación o proceso	Requiere de un conocimiento muy completo para la elaboración de la lista de preguntas

Fuente: (Monteford, 2013)

Historial de Fallas en los Sistemas de Transporte de Gas Natural en el Perú

De acuerdo con las publicaciones de los reportes de incidentes en la página web del Osinergmin se puede establecer el resumen como puede apreciarse en las tablas 10 y 11, para las empresas Aguaytía y TGP, que son las únicas empresas donde se han registrado fallas en las tuberías de transporte de LGN.

Tabla 9: Fallas en los ductos de transporte de GN y LGN de Aguaytía Energy

Aguaytía Energy (AE): Fallas en el Ducto de								
	Fecha	Ubicación	Ducto	Departamento	Descripción	Causa	Amenaza Asociada	Aspecto
1	19/12/2011	KP-036+928	GN	Ucayali	Rotura Total	Desplazamiento del terreno	Fuerza externa	Geotecnia
2	04/10/2014	KP-001+190	FL Pozo 6	Ucayali	Rotura Total	Desplazamiento del terreno	Fuerza externa	Geotecnia
3	21/03/2015	KP-042+140	GN	Ucayali	Filtración	Perforaciones	Terceros	Social
4	23/07/2015	KP-083+137	LGN	Ucayali	Filtración	Perforaciones	Terceros	Social
5	17/12/2015	KP-040+000	GN	Ucayali	Fisura	Falla de soldadura por esfuerzo	Soldadura	Técnico
6	25/08/2016	KP-081+500	LGN	Ucayali	Explosión	Excavaciones	Terceros	Social

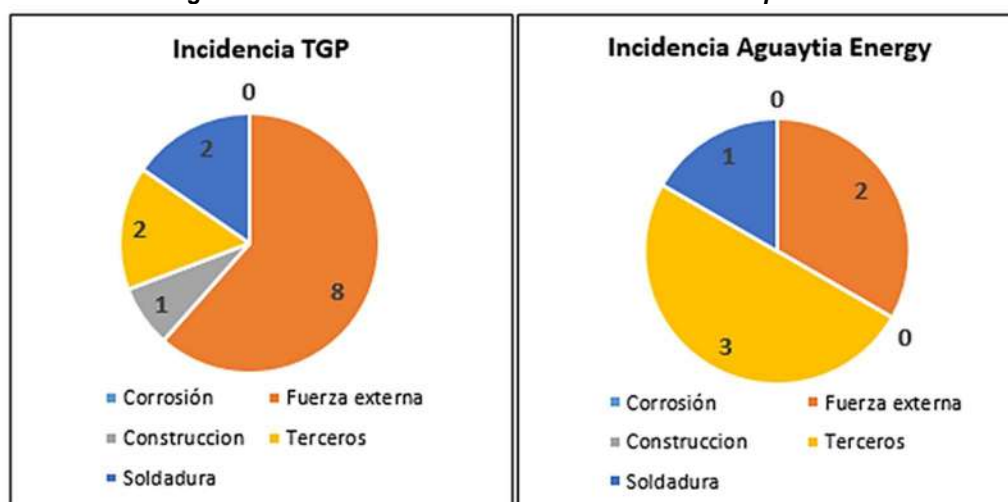
Fuente: Elaboración Propia a partir de la página Web del Osinergmin

Tabla 10: Fallas en los ductos de transporte de GN y LGN de TGP

Transportadora de Gas del Perú: Fallas en el Sistema de Transporte								
	Fecha	Ubicación	Ducto	Departamento	Descripción	Causa	Amenaza Asociada	Aspecto
1	22/12/2004	KP-008+000	LGN	Cuzco	Rotura Parcial	Falla de soldadura por esfuerzo	Soldadura	Técnico
2	22/08/2005	KP-222+500	LGN	Ayacucho	Rotura Parcial	Hidrogeno en soldadura	Soldadura	Técnico
3	16/09/2005	KP-200+700	LGN	Ayacucho	Rotura Total	Desplazamiento del terreno	Fuerza externa	Geotecnia
4	24/11/2005	KP-050+900	LGN	Cuzco	Rotura Total	Fisura en etapa constructiva	Construcción	Técnico
5	04/03/2006	KP-125+950	LGN	Cuzco	Rotura Total	Desplazamiento del terreno	Fuerza externa	Geotecnia
6	02/04/2007	KP-125+487	LGN	Cuzco	Arruga	Desplazamiento del terreno	Fuerza externa	Geotecnia
7	22/02/2011	KP-091+150	LGN	Cuzco	Fisura	Desplazamiento del terreno	Fuerza externa	Geotecnia
8	12/03/2012	KP-056+436	LGN	Cuzco	Fisura	Desplazamiento del terreno	Fuerza externa	Geotecnia
9	11/10/2012	KP-307+007	LGN	Ayacucho	Filtración	Perforaciones	Terceros	Social
10	11/06/2014	KP-409+564	LGN	Huancavelica	Filtración	Perforaciones	Terceros	Social
11	30/04/2015	KP-183+644	LGN	Ayacucho	Rotura Total	Desplazamiento del terreno	Fuerza externa	Geotecnia
12	02/09/2015	KP-196+633	GN	Ayacucho	Arruga	Desplazamiento del terreno	Fuerza externa	Geotecnia
13	19/01/2016	KP-056+565	LGN	Cuzco	Fisura	Desplazamiento del terreno	Fuerza externa	Geotecnia

Fuente: Elaboración Propia a partir de la página Web del Osinergmin

De los datos de la columna “**Amenaza Asociada**” podemos graficar la distribución de causas de falla en los incidentes registrados en los sistemas de transporte de TGP y Aguaytía Energy.

Figura 20: Causas de Falla en los Sistemas de Transporte de GN.

Fuente: Elaboración Propia a partir de la página Web del Osinergmin

Modelamiento de la Confiabilidad.

Antes de construir el modelo es importante, recopilar y estructurar toda la información de las variables que componen el problema de estudio. Por una parte, los datos técnicos de los sistemas de transporte de GN, los resultados históricos de la supervisión de las DSGN y los riesgos asociados a la industria.

Se extraen los indicadores y tendencias para caracterizar a las variables y e identificar su comportamiento. De acuerdo al trabajo de Huerta (2016), es posible adaptar las características de un sistema de gasoductos al modelo de Abernethy (2006), el cual describe el comportamiento de la confiabilidad por un grupo de ecuaciones relacionadas entre sí.

Es importante resaltar que los índices de criticidad y confiabilidad obtenidos son relativos. Por lo que no representan la integridad mecánica, sino una escala comparativa entre los segmentos de estudio.

Para el modelamiento matemático se aplican las bases de las ecuaciones de Weibull (Abernethy, 2006) explicados en las páginas de internet www.Weibull.com y www.reliabilityanalytics.com:

- La probabilidad de que un evento (Falla) ocurra en algún instante de tiempo.

- $F(t) = \int_{-\infty}^t f(t)d(t)$

- La Confiabilidad, definida como la probabilidad de que No ocurra una Falla sería:

- $R(t) = 1 - F(t) = 1 - \int_{-\infty}^t f(t)d(t)$

- Derivando y despejando $f(t)$, la diferencial se puede escribir como:

- $f(t) = \frac{-dR(t)}{dt}$

- Por otra parte, se define la tasa de falla:

- $h = \frac{f(t)}{R(t)}$

- Reemplazando (3) en (4) y resolviendo la ecuación diferencial, se puede escribir la Confiabilidad como:

- $R(t) = e^{-\int_0^t h(t)dt}$

- Simplificando para una tasa de falla instantánea y constante " λ ":

- $R(t) = e^{-\lambda t} + C$

- Generalizando el modelo se tiene:

- $R(x, \lambda, \alpha) = ke^{-(\lambda x)^\alpha} + C$

Los Parámetros del modelo se obtienen a partir del análisis de la configuración del sistema. Y dado que algunos de estos parámetros son funciones de probabilidad, pueden tomar valores aleatorios dentro de límites específicos, constituyendo así un modelo de simulación.

Para la validación del modelo se pueden simular las características de los años anteriores (2014 al 2016), y comparar los resultados con los datos reales. Si los valores obtenidos por simulación son cercanos a los valores reales, el modelo se considera válido y permite la simulación de escenarios alternos. (Huerta, 2016)

OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN

Objetivo General

Determinar el impacto que tendría un enfoque de riesgos en la planificación de la supervisión de la DSGN sobre la Confiabilidad del Servicio de Transporte de Gas Natural por Ductos.

Objetivos Específicos

1. Establecer un diagnóstico del actual proceso de planificación de la supervisión en la DSGN.
2. Explicar los criterios de valoración de las amenazas sobre la integridad de los STD-GN, como una propuesta aplicable a la industria de transporte de Gas Natural.
3. Aplicar el enfoque de riesgos para la formulación de un programa de supervisión para la DSGN.
4. Determinar que el modelamiento de Abernethy permite estimar la confiabilidad en función de la criticidad.

JUSTIFICACIÓN DE LA INVESTIGACIÓN

Teórica:

Este trabajo resulta relevante para el campo de la ingeniería industrial, puesto que desarrolla una propuesta de mejora en base a la Gestión por Procesos, prevención de riesgos y análisis por indicadores. Además, se apoya en la revisión de estándares técnicos internacionales como ASME, API y NACE.

Por otra parte, la propuesta de mejorarse desarrolla en el marco del “Sistema de Gestión de la Supervisión (GPS)” de la DSGN del Osinergmin; el cual se apoya en la metodología *Business Process Management* (BPM).

La metodología propuesta puede ser aplicable a los procesos de supervisión, auditoria e inspección en otras entidades públicas o empresas privadas.

Práctica:

El estudio busca revertir la tendencia descendente en la efectividad de la planificación de la supervisión en la DSGN, mediante la implementación un enfoque basado en riesgo, con la finalidad de mejorar la calidad del servicio de transporte de gas natural por ductos, desde la perspectiva de la confiabilidad e integridad del sistema.

Por otra parte, impulsa a la industria hacia una conducta preventiva y predictiva, sin dejar de lado el aspecto correctivo, anticipándose a disminuir los daños posibles. Cumpliendo su rol de garantizar un servicio de calidad, y no únicamente sancionando cuando el incumplimiento produce consecuencias irreversibles.

Social:

Este trabajo es relevante porque estudia un tema de interés nacional como es la industria del Gas Natural, La mejora propuesta, generaría un impacto positivo para los clientes del servicio de transporte de GN por ductos, como son las generadoras eléctricas, las grandes industrias, transporte vehicular, y usuarios residenciales. Contribuyendo finalmente al desarrollo de la economía nacional.

Por otra parte, un suministro de gas natural de calidad, permitirá cumplir la estrategia nacional de promover la cultura de consumo de gas natural, que es un combustible más limpio, seguro y económico; y que es utilizado como fuente energética de transición hacia otras tecnologías más sustentables.

Económica:

La implementación de este enfoque no genera sobrecostos a la DSGN puesto que el cambio de enfoque solo implica la reasignación de las visitas de supervisión utilizando los mismos recursos.

Por otra parte, en el largo plazo, con la reducción de los riesgos en el Sistema de Transporte, la frecuencia de visitas podría reducirse y en consecuencia generar ahorro económico.

HIPÓTESIS**Hipótesis General:**

El enfoque de riesgos en la planificación de la supervisión tiene un impacto significativo sobre la Confiabilidad del Servicio de Transporte de Gas Natural por Ductos

Hipótesis Específicas

1. La proyección de los indicadores evidencia una tendencia negativa de la efectividad de la supervisión.
2. La Metodología de Mühlbauer y los criterios de las normas ASME B31.8S son aplicables para la valoración de amenazas sobre la integridad de los STD-GN
3. El enfoque de riesgos es aplicable para la formulación del programa de supervisión para la DSGN.
4. El modelamiento de Abernethy permite estimar la confiabilidad en función de la criticidad.

ALCANCES

Este trabajo se desarrolla en el marco del proceso de Planificación de la Supervisión de un Organismo Regulador y el impacto de su efectividad sobre la calidad de los servicios públicos. Se tomará como caso de estudio la supervisión que realiza la División de Supervisión de Gas Natural (DSGN), del Osinergmin, para la actividad de transporte de gas natural por ductos.

Los resultados y conclusiones obtenidas en este trabajo corresponderían únicamente a la interacción de los agentes mencionados: la DSGN y las empresas que realizan actividades de transporte de gas natural por ductos. Sin embargo, la metodología de análisis puede ampliarse para otros sectores.

La calidad del servicio será analizada desde la variable confiabilidad, es decir la probabilidad de no ocurrencia de fallas en los ductos de transporte de GN y LGN.

LIMITACIONES

Este estudio contempla únicamente a la actividad de transporte de gas natural por ductos, debido al tiempo que significaría extenderse a otros campos y al restringido acceso a información sensible de los organismos reguladores.

Para el análisis, clasificación e interpretación de los riesgos de la industria, esta investigación recoge las recomendaciones de las normas internacionales, sin profundizar en el análisis especializado en ingeniería mecánica, geotecnia o soldadura.

En esta investigación se aplica un análisis *ceteris paribus*, es decir se considera estable el número de recursos (supervisores, capacidad de software y presupuesto); a fin de evitar que estas variables generen sesgo en la interpretación de resultados.

MATRIZ DE CONSISTENCIA

TÍTULO	PROBLEMA	OBJETIVOS	MARCO TEORICO	HIPÓTESIS	Operacionalización de Variables			METODOLOGÍA
					Variables	Indicadores	Escala	
Enfoque de Riesgos en la Planificación de la Supervisión y su impacto en la Confiabilidad del Servicio	<u>PROBLEMA GENERAL:</u> ¿En qué medida un enfoque de riesgos en la Planificación de la Supervisión de la DSGN impactaría sobre la Confiabilidad del Servicio de Transporte de Gas Natural por Ductos?	<u>OBJETIVO GENERAL:</u> Determinar el impacto que tendría un enfoque de riesgos en la planificación de la supervisión de la DSGN sobre la Confiabilidad del Servicio de Transporte de Gas Natural por Ductos.		<u>HIPÓTESIS GENERAL:</u> El enfoque de riesgos en la planificación de la supervisión tiene un impacto significativo sobre la Confiabilidad del Servicio de Transporte de Gas Natural por Ductos.	Variable Dependiente: Confiabilidad del Servicio de Transporte de Gas Natural.	Probabilidad de Falla del Sistema (PF)	Continua	<u>Metodología:</u> Explicativa Transversal <u>Paradigma:</u> Positivista <u>Enfoque:</u> Cuantitativo
	<u>PROBLEMAS ESPECÍFICOS:</u>	<u>OBJETIVOS ESPECÍFICOS:</u>		<u>HIPÓTESIS ESPECÍFICAS</u>		Probabilidad de supervisar un Punto de falla potencial. (PSPF)	Continua	
	¿Cuál es el diagnóstico del actual proceso de planificación de la supervisión en la DSGN?	Establecer un diagnóstico del actual proceso de planificación de la supervisión en la DSGN.		La proyección de los indicadores evidencia una tendencia negativa de la efectividad de la supervisión.				
	¿De qué manera se debe valorar las amenazas sobre la integridad de los Sistemas de Transporte por Ductos de Gas Natural?	Explicar los criterios de valoración de las amenazas sobre la integridad de los STD-GN, como una propuesta aplicable a la industria de transporte de Gas Natural.	Mühlbauer (2004) ASME B.31.8.S	La Metodología de Mühlbauer y los criterios de las normas ASME B31.8S son aplicables para la valoración de amenazas sobre la integridad de los STD-GN	Variable Independiente: Enfoque de riesgos en la planificación de la supervisión	Índice de Criticidad (ICR)	Continua	<u>Método:</u> No experimental
	¿Es aplicable el enfoque de riesgos para la formulación del programa de supervisión de la DSGN?	Aplicar el enfoque de riesgos para la formulación del programa de supervisión para la DSGN.	Guía General de Supervisión - DSGN	El enfoque de riesgos es aplicable para la formulación del programa de supervisión de la DSGN.		Índice de Mühlbauer por Segmento operativo. (IM)	Continua	
	¿El modelamiento de Abernethy permite estimar la confiabilidad en función de la criticidad?	Demostrar que el modelamiento de Abernethy permite estimar la confiabilidad en función de la criticidad.	(Abernethy, 2006)	El modelamiento de Abernethy permite estimar la confiabilidad en función de la criticidad.		Frecuencia anual de Visitas por Segmento operativo.	Discreta	

MARCO METODOLÓGICO

Metodología

La investigación es **no experimental**, ya que no se realiza una intervención o manipulación directa de las variables, además es **explicativa** porque analiza el efecto del “Enfoque de Riesgos en la Planificación” sobre la “Confiabilidad del servicio de transporte de Gas Natural”; y es **transversal** porque busca analizar la realidad en un tiempo específico. (Hernández, 2014).

Paradigma

La investigación científica en ingeniería se enmarca en el paradigma **positivista**, que acepta solo criterios objetivos. Su finalidad es explicar los fenómenos de la realidad, formular predicciones y demostrarlas. Por otra parte, plantea que el investigador debe permanecer en una posición neutral respecto a las observaciones y los impactos de la investigación. (Bernal, 2010).

Enfoque

Esta investigación se realiza bajo un **enfoque cuantitativo**. El cual consiste en el análisis objetivo de la realidad, a través de la medición de los fenómenos observados, con la finalidad de probar una hipótesis construida en base a la teoría previamente revisada. (Hernández, 2014)

Método

Será de carácter **no experimental**, puesto que no se realiza la implementación del enfoque propuesto. De esta manera no existe una manipulación directa de las variables de estudio o intervención alguna en la realidad del problema. (Sabino, 2014)

VARIABLES:

Variable Independiente:

- Enfoque de Riesgos en la Planificación de la Supervisión de la DSGN:

La DSGN tiene el encargo de supervisar el cumplimiento técnico-normativo para la Actividad de Transporte por ductos de Gas Natural. Para esto, en el proceso de “Planificación de la Supervisión”, formula programas de supervisión. **(Guía de Supervisión - 2010, DSGN)**

La asignación de supervisiones de campo sobre la extensión de los sistemas de transporte, puede realizarse con diferentes enfoques o metodologías. **(Monteford, 2013)**. El enfoque actual en la Planificación de la Supervisión es el “Enfoque Muestral”, y el método de asignación es aleatoria estratificada. El objetivo del modelo actual es cubrir de manera representativa toda la extensión de la industria **(Guía de Supervisión - 2010, DSGN)**

En esta investigación se plantea el “Enfoque de Riesgos”, donde el objetivo es priorizar la supervisión en los segmentos del sistema donde exista mayor de probabilidad de falla. **(Monteford, 2013)**

Por su naturaleza esta variable es **Cualitativa Nominal**, y puede caracterizarse por los indicadores que se describen en la tabla 11 a continuación:

Tabla 11: Indicadores Asociados a la variable Independiente

Indicadores:	Tipo	Escala
Índice de Criticidad por Segmento Operativo.	Cualitativa	Continua
Índice de Mühlbauer	Cuantitativa	Continua
Frecuencia anual de Visitas por Segmento Operativo.	Cuantitativa	Discreta

Fuente: Elaboración Propia

Variable Dependiente:

- Confiabilidad del Servicio de Transporte de Gas Natural por Ductos.

Se define a la confiabilidad de un activo (sistema, equipo o instalación), como la probabilidad de que éste, se encuentre operando en un instante de tiempo específico (Gardoni, 2017). Desde otro enfoque es la probabilidad de que no ocurra una falla en el activo (Moubray, 2004). Por lo tanto, la Confiabilidad del Sistema de Transporte de Gas Natural por ductos es la seguridad de que el suministro de Gas no sea interrumpido por la falla en la integridad de la infraestructura.

Entre los factores que contribuyen a la **confiabilidad** de un sistema de Gasoductos destacan las **inspecciones** (Monteford, 2013). Por ello, las empresas operadoras de la industria han desarrollado métodos cada vez más eficientes para realizar actividades de supervisión e inspección. (Cardoso, et al, 2010). En este sentido se ha desarrollado la teoría de Análisis de Riesgos (Mühlbauer, 2004) y la de Inspección Basada en Riesgos (Hernández, 2012).

Por otra parte, existen investigadores como Carzoglio (2011) y Teutónico (2009) que proponen que la supervisión basada en riesgos sería aplicable a la supervisión estatal en el sentido de ampliar el enfoque hacia todos los grupos de interés.

Esta variable es cuantitativa continua y se caracteriza por los siguientes indicadores:

Tabla 12: Indicadores Asociados a la variable Dependiente

Indicadores:	Tipo	Escala
Probabilidad de Falla del Sistema (PF)	Cuantitativa	Continua
Probabilidad de Supervisar un punto de falla potencial. (PSPF)	Cuantitativa	Continua

Fuente: Elaboración Propia

POBLACIÓN

En esta investigación la población de estudio son los Sistemas de Transporte de Gas Natural por ductos. Es importante señalar que el universo está compuesto por cinco (5) empresas, que comprenden diecisiete (17) unidades operativas. Por otra parte, dado que son sistemas continuos, debe aplicarse una segmentación específica para el análisis.

Tabla 13: Unidades Operativas de la Industria de Transporte de Gas Natural

Transportadora de Gas del Perú
• STD-GN/LGN - Costa
• STD-GN/LGN – Sierra
• STD-GN/LGN - Selva
Perú LNG
• Ducto Principal - Costa
• Ducto Principal – Sierra
• Ducto de Uso Propio
Pluspetrol Perú Corporación
• Flowline San Martin
• Flowline Cashiriari
• Flowline Mipaya – Pagoreni B
• Flowline Pagoreni B – Pagoreni A - Malvinas
• Ducto Principal Humay - Lobería
Repsol Exploración Perú
• Flowline – Kinteroni – Nuevo Mundo
• Flowline – Pagoreni A - Malvinas
Aguaytía Energy
• Flowlines Lote 31-C
• Tramo Planta de Gas - Neshuya
• Tramo Neshuya – Planta Fraccionamiento
• Tramo Neshuya - CTA

Fuente: *Elaboración Propia en base al Programa de Supervisión 2017, de la DSGN.*

MUESTRA

Por la naturaleza de esta investigación donde existe una población finita y pequeña se estima conveniente utilizar una **muestra censal**; de tal manera se puede obtener datos más confiables y obtener programas de supervisión completos. Este universo está conformado por un total de 17 unidades operativas, a cargo de 5 empresas. (Ver tabla 13, líneas arriba).

UNIDAD DE ANÁLISIS

En cuanto a la unidad de análisis para esta investigación es el “Segmento de Ducto” del Sistema de Transporte de Gas Natural. Puesto que se trata de un servicio de red continua, debe ser segmentado para su análisis.

Es importante precisar que para cada enfoque (muestral y de riesgos) se realiza una segmentación diferente. Sin embargo, la confiabilidad es equivalente cualquiera sea la segmentación (Monteford, 2013).

TÉCNICAS

Esta investigación tiene el propósito de comparar dos enfoques (muestral y de riesgos) para la planificación de la supervisión en la DSGN, y el impacto en la confiabilidad del servicio de transporte de Gas Natural.

Para la recolección de la información se utiliza principalmente la técnica de **análisis documental**, que es el procesamiento analítico para extraer información objetiva de una fuente documentaria (ACIMED, 2004). En esta investigación se estudian los registros de los programas de supervisión y sus resultados desde el año 2014 al 2016. Y se apoya en la técnica de **modelamiento** para proyectar los resultados del enfoque propuesto (Ovalle, 2014). Finalmente se aplica la técnica del **Análisis Comparativo** para el estudio del comportamiento de las variables en los escenarios planteados. (Caïs, 1997).

De forma auxiliar se utiliza la técnica de **juicio de expertos**, con la participación de los supervisores de la DSGN, para seleccionar los criterios de valoración de riesgo que serían aplicables a la supervisión.

INSTRUMENTOS

Los instrumentos seleccionados tienen respaldo en las investigaciones descritas en los antecedentes. Entre los instrumentos aplicados en esta investigación se tienen **fichas de recolección de datos, matrices de valoración de datos y listas de verificación**. A continuación, se describen los instrumentos empleados en esta investigación

La ficha de recolección de datos nos permite recoger y organizar la información de las características de los Sistemas de Transporte de Gas Natural, a fin de extraer, mediante el análisis documental, los resultados cuantitativos de estas características. En otras palabras, nos permite medir las características de la variable independiente. (Ver anexo 1)

La matriz de valoración, es utilizada para interrelacionar las características cuantificables del Sistema con los criterios de valoración establecidos en la teoría, para la obtención de los indicadores que caracterizan tanto a la variable dependiente como independiente. (Ver anexo 3)

La lista de verificación, permite contrastar los resultados obtenidos en el análisis documental con los supuestos que se indican en la teoría, esta herramienta se utiliza para validar las afirmaciones de cada una de las hipótesis. Es decir, se verifica que los resultados obtenidos demuestran lo establecido en las hipótesis de la investigación. (Ver anexo 2)

PROCEDIMIENTO

El trabajo de campo en esta investigación consiste en el análisis y comparación de los enfoques muestral y de riesgos en la planificación de la supervisión, y determinar si el enfoque de riesgos tiene un impacto positivo en la confiabilidad del servicio. En este sentido se busca demostrar que el cambio de enfoque incrementa la probabilidad de supervisar puntos de falla potencial (**PSPF**).

El procedimiento de recolección y análisis de la información se realiza en las siguientes cinco (05) Etapas:

Diagnóstico de la Supervisión con el enfoque muestral:

Se analizan los programas de supervisión del 2014 al 2016, formulados bajo en enfoque muestral. Se registran los datos relevantes y se comparan los indicadores que caracterizan a las Visitas Programadas y Ejecutadas durante ese periodo.

- **Índice de Reprogramación (IRep):** Porcentaje de visitas reprogramadas respecto al programa inicial, para cada segmento.

$$I_{Rep} = \left| \frac{V_{Ejecutadas} - V_{Programadas}}{V_{Programadas}} \right|$$

- **Nivel de Criticidad por Segmento (ICR):** Asociado al nivel de asignación de visitas en un segmento específico.

$$I_{CR} = \frac{\#Visitas}{\#Segmentos * \#Visitasmaximas}$$

- Por una parte, se analiza si la proyección del Índice de Reprogramación supera el 50%, ya que esto indicaría una planificación deficiente.
- Por otra parte, se calcula la criticidad y se determina el nivel de variación mediante el estadístico “Coeficiente de Variación”: ($CV = \sigma/x$). Una variación mayor en lo Ejecutado, verifica la existencia de segmentos significativamente más críticos que otros:
 - ✓ Un **CV bajo** demuestra **criticidad uniforme**.
 - ✓ Un **CV alto** demuestra **criticidad específica para determinados segmentos**.

El cumplimiento de estos supuestos demostraría la **hipótesis específica 1** que plantea una tendencia negativa en la eficiencia del enfoque actual.

Valoración de Riesgos:

En esta etapa se aplica la metodología de Mühlbauer para la valoración de riesgos. Que consisten los siguientes 4 pasos:

Segmentación: A partir de la observación de la configuración actual de los sistemas de transporte.

Definición de criterios: A partir de la clasificación de amenazas para gasoductos descrita en la Norma ASME B318.

Asignación de Puntajes: A partir de los pesos sugeridos en la literatura existente, complementado por juicio de expertos con la participación de los supervisores de Osinergmin. (5 supervisores).

Obtención del Índice de Mühlbauer: Es el cálculo de un índice relativo de la Criticidad a partir de los puntajes asignados por segmento y por criterio de valoración.

La asignación por riesgos asigna valores altos de criticidad solo a los puntos donde realmente existe riesgo, en este sentido todos los puntos restantes mantienen un nivel medio o bajo. En este sentido la criticidad se hace uniforme con zonas marcadas de alta criticidad.

- El coeficiente de variación (CV) es menor al diagnóstico ya que se asigna alta criticidad solo a puntos específicos.

$$CV_{Ejec} \gg CV_{Prog} \gg CV_{ER}$$

- Se verifican claramente las zonas de alta y baja criticidad.

El cumplimiento de estos supuestos demostraría la **hipótesis específica 2** que plantea la aplicabilidad de la metodología de Mühlbauer y de los criterios de la ASME B.31.8S para la valoración de las amenazas sobre la integridad de los Sistemas de Transporte por ductos de Gas Natural.

Programación enfocada en Riesgos:

Entre las sugerencias de Mühlbauer, una medida para mejorar la confiabilidad a partir de este análisis es la supervisión preventiva para detectar anomalías antes de que estas se conviertan en fallas.

Luego de construido el nuevo programa de supervisión para el 2018. Se verifica:

- Las zonas de alta y baja criticidad deben mantener la misma tendencia que en la etapa anterior.
- La distribución de visitas entre los aspectos de supervisión debe ser proporcional a los índices parciales de Mühlbauer.
- El total de visitas debe encontrarse dentro de lo proyectado (para no exceder los recursos previstos).

La obtención de un Programa de Supervisión con las características mencionadas, demostraría la **hipótesis específica 3**, que sostiene la aplicabilidad del enfoque de riesgos para la Programación de la Supervisión en la DSGN.

Modelamiento de la Confiabilidad:

En esta etapa se construye un modelo de confiabilidad en función de la criticidad del sistema, y se valida con los resultados de los años anteriores. Para la construcción del modelo se utilizan los resultados del análisis de Mühlbauer y los conceptos de la teoría desarrollada en el subtítulo “Modelamiento de la Confiabilidad” del marco teórico.

$$R(x, \lambda, \alpha) = ke^{-(\lambda x)^\alpha}$$

De los resultados del análisis de las etapas 2 y 3, se obtienen los datos para estimar los parámetros del modelo de Abernethy y la función que describe la Confiabilidad. Este modelo permitiría predecir de manera indirecta la confiabilidad asociada a cada segmento de ducto.

Para validar el modelo deben cumplirse 2 condiciones:

- El error cuadrado medio entre la confiabilidad de los años 2014 al 2016 y la confiabilidad estimada del modelo debe ser cercano a cero.
- La **Coefficiente de Variación (CV)** y promedio de la confiabilidad de los años anteriores y la que determina el modelo deben ser cercanos

La validación del modelo comprueba la **hipótesis específica 4**, que sostiene que el modelo de Abernethy permite estimar la confiabilidad en función de la Criticidad.

Análisis Comparativo Final:

El indicador que mide el impacto del programa sobre la confiabilidad es el PSPF (Probabilidad de Supervisar un Puto potencial de Falla). En tal sentido para comparar los enfoques de planificación muestral y de riesgos, deben analizarse los índices PSPF para los programas del 2014 al 2016 (bajo el enfoque muestral) y el programa 2018 (Enfoque de Riesgos).

Para determinar si efectivamente existe un impacto positivo, deben cumplirse 2 condiciones:

- El nuevo enfoque revierte la tendencia actual del PSPF.
- La mejora del PSPF es mayor al 5% respecto al último año (2016) y respecto al promedio de los 3 últimos años.

El cumplimiento de estas afirmaciones demuestra la **Hipótesis General**, que sostiene que El enfoque de riesgos en la planificación de la supervisión tiene un impacto significativo sobre la Confiabilidad del Servicio de Transporte de Gas Natural por Ductos.

MÉTODO DE ANÁLISIS:

Para el procesamiento de datos se utilizan técnicas de modelamiento y métodos de comparación de resultados. Para demostrar la existencia de un impacto entre el “enfoque de planificación” y la “confiabilidad” se realiza una prueba de correlación bivariada entre los índices de “Críticidad” y la PSPF, mediante el software estadístico SPSS Statistics 24.

RESULTADOS

El trabajo de campo se realizó según las etapas que se describe en el Capítulo “PROCEDIMIENTO”. A continuación, se muestra el análisis y los resultados, para cada una de las 05 etapas.

ETAPA 1: Diagnóstico de la Supervisión con el enfoque muestral:

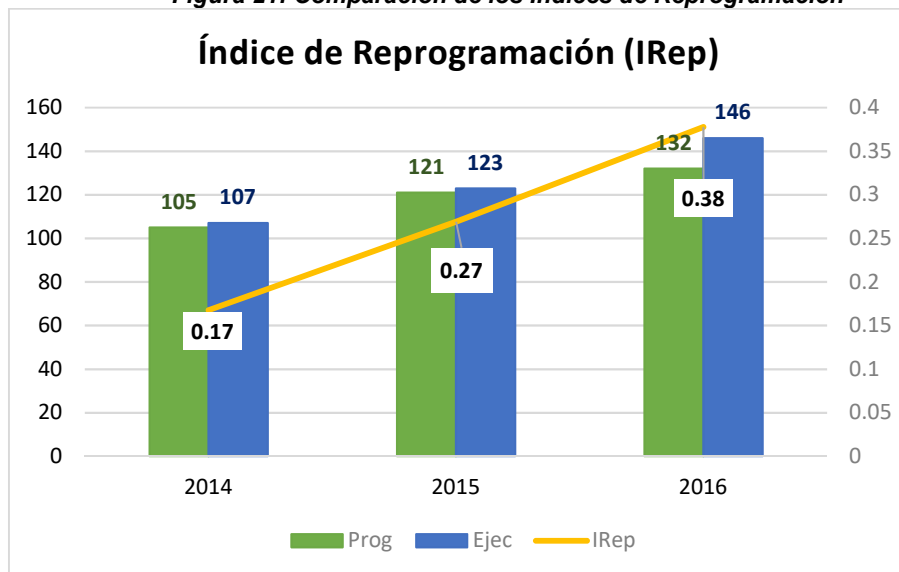
Para el diagnóstico del enfoque muestral se analizan los programas del 2014 al 2016, en cuanto a las visitas programadas y ejecutadas, como se muestran en los anexos 10 y 11. A partir de los cuales vamos a los indicadores Índice de Reprogramación e Índice de Criticidad, según las formulas descritas en el Capítulo **Procedimiento**:

Para el **Índice de Reprogramación (IRep)**, se aplica la formula descrita en el procedimiento, sobre los datos de los anexos 10 y 11, obteniéndose los resultados, que se muestran en la tabla 14 y figura 21.

Tabla 14: Total de Visitas Programadas y Ejecutadas entre los años 2014 al 2016

			2014			2015			2016		
			Prog	Ejec	Irep	Prog	Ejec	Irep	Prog	Ejec	Irep
Transportadora de Gas del Perú			Segmentos								
1	STD-GN/LGN - Selva	5	11	11	0	13	17	0.31	16	19	0.19
2	STD-GN/LGN – Sierra	5	11	11	0	13	15	0.15	16	18	0.13
3	STD-GN/LGN - Costa	7	11	16	0.45	16	15	0.06	17	22	0.29
4	Ducto Principal – Sierra	4	11	7	0.36	12	9	0.25	12	14	0.17
5	Ducto Principal - Costa	3	10	7	0.3	12	11	0.08	12	16	0.33
6	Ducto de Uso Propio	1	2	1	0.5	4	1	0.75	4	1	0.75
7	Flowline San Martin	1	5	5	0	5	4	0.2	5	4	0.2
8	Flowline Cashiriari	1	5	5	0	5	7	0.4	5	7	0.4
9	Flowline Mipaya – Pagoreni B	1	5	5	0	5	8	0.6	5	7	0.4
10	Flowline Pagoreni B – Pagoreni A - Malvinas	1	5	5	0	5	7	0.4	5	6	0.2
11	Ducto Principal Humay - Lobería	1	3	4	0.33	3	3	0	3	4	0.33
12	Flowline – Kinteroni – Nuevo Mundo	1	4	4	0	6	5	0.17	6	4	0.33
13	Flowline – Pagoreni A - Malvinas	1	4	4	0	6	5	0.17	6	4	0.33
14	Flowlines Lote 31-C	1	4	5	0.25	3	4	0.33	3	7	1.33
15	Tramo Planta de Gas - Neshuya	1	5	7	0.4	4	3	0.25	5	6	0.2
16	Tramo Neshuya – Planta Fraccionamiento	2	4	5	0.25	5	6	0.2	6	4	0.33
17	Tramo Neshuya - CTA	1	5	5	0	4	3	0.25	6	3	0.5
Índice de Reprogramación Promedio						0.17				0.27	0.38

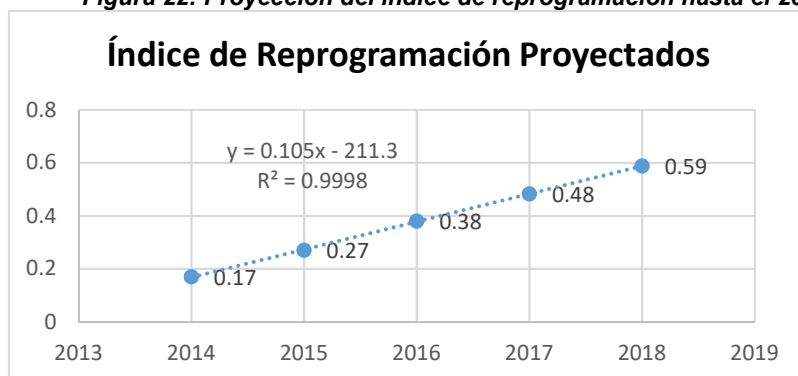
Fuente: Elaboración Propia

Figura 21: Comparación de los Índices de Reprogramación

Fuente: Elaboración Propia

De la tabla 14 y del gráfico 21, se observa un incremento sostenido del índice de Reprogramación. Lo que indica que la efectividad de la planificación muestral disminuye en el tiempo.

Efectuando una regresión lineal simple se puede proyectar el índice de reprogramación para los próximos años, como se muestra en la figura 22:

Figura 22: Proyección del índice de reprogramación hasta el 2018

Fuente: Elaboración Propia

La proyección indica que el IRep alcanza un valor de 0.59 para el 2018. Donde más la mitad de visitas tendrían que ser reasignadas, haciendo que el programa sea deficiente. La proyección es válida dado que el coeficiente de determinación es cercano a 1 ($R^2=0.9998$).

Por otra parte, calculando el Índice de Criticidad (ICR) mediante la fórmula antes descrita, se puede comparar la importancia asignada a cada segmento en la planificación y la criticidad real según lo ejecutado. Se estima como máximo 1 visita mensual por segmento, que hacen 12 visitas al año. El cálculo se efectuó usando la fórmula del **Procedimiento**.

Tabla 15: Índice de Criticidad (ICR) para los años 2014 al 2016

			2014		2015		2016	
			ICR_Prog	ICR_Ejec	ICR_Prog	ICR_Ejec	ICR_Prog	ICR_Ejec
Transportadora de Gas del Perú		Segmentos						
1	STD-GN/LGN - Selva	5	0.18	0.18	0.22	0.28	0.27	0.32
2	STD-GN/LGN – Sierra	5	0.18	0.18	0.22	0.25	0.27	0.30
3	STD-GN/LGN - Costa	7	0.17	0.25	0.25	0.24	0.27	0.35
4	Ducto Principal – Sierra	4	0.23	0.15	0.25	0.19	0.25	0.29
5	Ducto Principal - Costa	3	0.28	0.19	0.33	0.31	0.33	0.44
6	Ducto de Uso Propio	1	0.17	0.08	0.33	0.08	0.33	0.08
7	Flowline San Martin	1	0.42	0.42	0.42	0.33	0.42	0.33
8	Flowline Cashiriari	1	0.42	0.42	0.42	0.58	0.42	0.58
9	Flowline Mipaya – Pagoreni B	1	0.42	0.42	0.42	0.67	0.42	0.58
10	Flowline Pagoreni B – Pagoreni A - Malvinas	1	0.42	0.42	0.42	0.58	0.42	0.50
11	Ducto Principal Humay - Lobería	1	0.25	0.33	0.25	0.25	0.25	0.33
12	Flowline – Kinteroni – Nuevo Mundo	1	0.33	0.33	0.50	0.42	0.50	0.33
13	Flowline – Pagoreni A - Malvinas	1	0.33	0.33	0.50	0.42	0.50	0.33
14	Flowlines Lote 31-C	1	0.33	0.42	0.25	0.33	0.25	0.58
15	Tramo Planta de Gas - Neshuya	1	0.42	0.58	0.33	0.25	0.42	0.50
16	Tramo Neshuya – Planta Fraccionamiento	2	0.17	0.21	0.21	0.25	0.25	0.17
17	Tramo Neshuya - CTA	1	0.42	0.42	0.33	0.25	0.50	0.25
Desviación estándar poblacional (s)			0.10	0.13	0.10	0.15	0.10	0.14
Media Poblacional ($\bar{X}$)			0.30	0.31	0.32	0.33	0.35	0.36
Coeficiente de Variación (CV)			0.35	0.42	0.32	0.46	0.29	0.39

Fuente: Elaboración Propia

Figura 23: Índice de Criticidad por segmento (Programado)



Fuente: Elaboración Propia

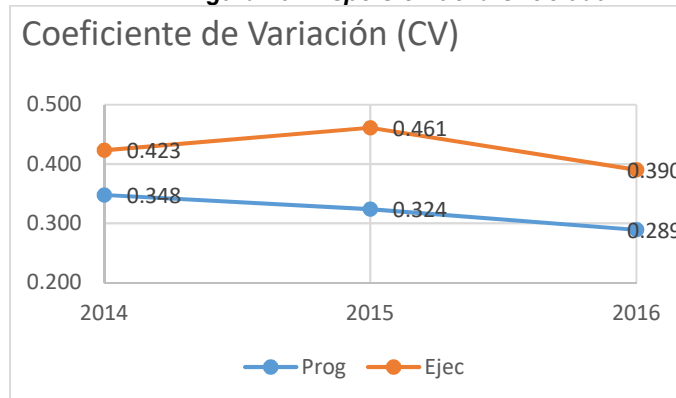
De la figura 24 se observa que la importancia asignada en la Planificación entre los 17 segmentos es casi uniforme (típico de una asignación muestral), con algunas pocas excepciones.

Figura 24: Índice de Criticidad por segmento (Ejecutado)

Fuente: Elaboración Propia

Con respecto al programa Ejecutado, se observa una mayor variabilidad entre los segmentos y tendencias marcadas con máximos y mínimos en común en los diferentes años. Esto se interpreta como una evidencia que existen segmentos que requieren mayor atención de la supervisión frente a los otros.

Para comparar la criticidad en la Planificación (Programada) contra la Criticidad Real (Ejecutado), se utiliza el estadístico “Coeficiente de Variación (CV)”

Figura 25: Dispersión de la Criticidad

Fuente: Elaboración Propia

De la comparación de los Coeficientes de variación, se observa un comportamiento casi uniforme en lo programado y con tendencia a la baja, evidenciando un comportamiento típico de una asignación muestral.

Comparando los Coeficientes de Variación Promedio

$$CV_{Ejec} = 0.425; CV_{Prog} = 0.320$$

Se comprueba que el Coeficiente de Variación (CV) ejecutado excede en **33%** a la Programada, evidenciando que existen segmentos que son significativamente más críticos que otros.

Tabla 16: Resultados para el Diagnóstico

Lista de Verificación 001: Adaptado de Peñaloza y Osorio (2005)				
Objetivo: Determinar la tendencia de la Efectividad de la Supervisión				
Item	En referencia a los datos de la supervisión de la DSGN. ¿Cuál es el comportamiento de los indicadores entre los años 2014 al 2016?	Escala de estimación		
		SI	NO	Comentario
1	La proyección del Índice de Reprogramación alcanza el 50%	x		Alcanza 59% para el 2018
2	El Coeficiente de Variación (CV) de la Criticidad es mayor para en lo Ejecutado que en lo Programado.	x		Es mayor en un 33%

Calificación:

$$T = \frac{\text{Puntaje Acumulado}}{\text{Puntaje Maximo}} * 100\%$$

Escala:

SI	1
NO	0

Fuente: Adaptación de Peñaloza y Osorio (2015)

Se verifica un 100% de los supuestos del procedimiento.

Como resultado del diagnóstico se desprende que la asignación de visitas en la Planificación en el modelo actual (muestral) es uniforme, es decir no está dirigida a los puntos más críticos del sistema.

Por otra parte, se evidencia que para cumplir los objetivos de la supervisión es necesario recurrir a muchas reprogramaciones. En este sentido el índice de reprogramación presenta un crecimiento constante en el tiempo y se puede inferir que alcanzarán niveles por encima del 50% para 2018, donde la eficacia de la supervisión se vería reducida.

Del análisis del actual Enfoque se comprueba la **hipótesis específica 1** que sostiene que la proyección de los indicadores evidencia una tendencia negativa de la efectividad de la supervisión, bajo en enfoque muestral.

ETAPA 2: Valoración de Riesgos:

De acuerdo con la teoría de Mühlbauer, expuesta en el marco teórico y en el capítulo de procedimiento. Se realizó el análisis documental de la información que dispone la DSGN sobre los sistemas de transporte de gas natural (STD-GN), entre estos:

- Manuales de Diseño.
- Manuales de Operación y Mantenimiento.
- Reportes de Patrullaje
- Matriz de Riesgos Geotécnicos.
- Registro de Áreas de Alta Consecuencia.
- Historial de fallas.
- Norma ASME B.31.8 S – 2014
- Registros históricos de supervisión

Para la recolección de información se utilizó la ficha de recolección de datos del **Anexo 1**, y los resultados más relevantes se muestran en los anexos 4, 5, 6 y 7.

Segmentación:

De la observación de la configuración de los sistemas de transporte por ductos de Gas Natural, se ha realizado la segmentación agrupando convenientemente las instalaciones por cercanía y complejidad en tramos de aproximadamente 50 Km. De esta manera cada segmento refleja el alcance de una visita de supervisión promedio.

Entre las 5 empresas operadoras, reúnen 318 componentes que se muestran en el **anexo 4**, de los cuales se han establecido 37 segmentos de supervisión.

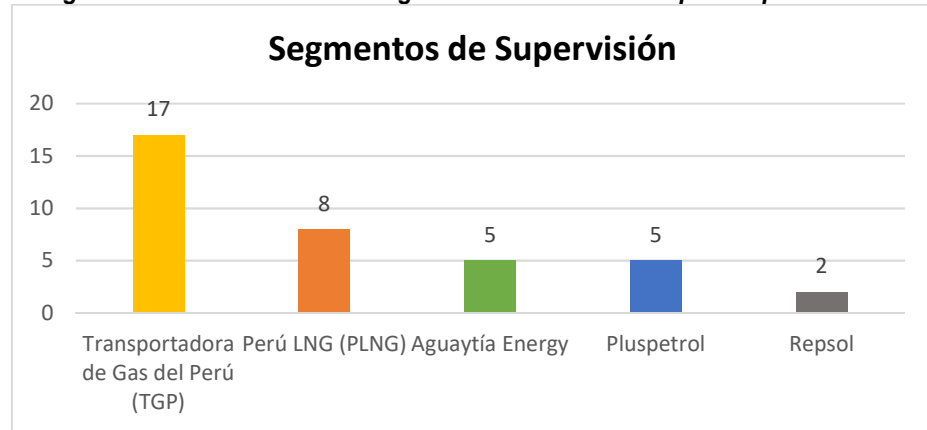
En la tabla 17 se presentan un resumen de la segmentación con 5 columnas con la información característica de cada segmento:

- **Unidad de Supervisión:** Identificación de cada segmento del Sistema.
- **Descripción:** Detalle referencial de las principales instalaciones del segmento.
- **Complejidad:** Es el número de componentes supervisables.
- **Longitud:** Longitud del segmento en Kilómetros.
- **Fallas:** Número de veces que se ha registrado una falla.
- **Condiciones de Riesgo:** Número de veces que se ha reportado una condición potencial de falla.

Tabla 17: Segmentación de las Unidades de Supervisión

Segmentación de Unidades de Supervisión						
Ítem	Unidad de Supervisión	Descripción	Complejidad	Longitud (Km)	Fallas	Cond. Riesgo
EMPRESA TGP						
1	TGP-SELVA-00-40	PS1	16	40	1	
2	TGP-SELVA-40-80	Válvulas Selva 1	6	40	3	
3	TGP-SELVA-80-120	PS2	16	40	1	
4	TGP-SELVA-120-140	Planta Kamani	18	20	2	
5	TGP-SELVA-140-205	Válvulas Selva 2	5	65	3	
6	TGP-SIERRA-205-220	PS3	32	15	0	1
7	TGP-SIERRA-220-275	PS4	16	55	1	
8	TGP-SIERRA-275-295	Derivación Ayacucho	15	20	0	1
9	TGP-SIERRA-295-355	Válvulas Sierra 1	6	60	1	
10	TGP-SIERRA-355-425	Válvulas Sierra 2	6	70	1	
11	TGP-COSTA-425-480	PRS1, PRS2, PCS1	12	55	0	
12	TGP-COSTA-480-519	Válvulas Costa 1	7	39	0	
13	TGP-COSTA-519-555	Válvulas Costa Humay	6	36	0	
14	TGP-COSTA-555-600	PRS3, PCS2	10	45	0	2
15	TGP-COSTA-600-675	Loop Costa 1	8	75	0	2
16	TGP-COSTA-675-705	Loop Costa 2	7	30	0	2
17	TGP-COSTA-705-731	City Gate	3	31	0	
EMPRESA PLNG						
18	PLNG-SIERRA-000-050	Meter Station	13	50	0	1
19	PLNG-SIERRA-050-100	Válvulas Sierra 1	3	50	0	
20	PLNG-SIERRA-100-175	Estación Occollo	3	75	0	
21	PLNG-SIERRA-175-225	Válvulas Sierra 2	3	50	0	1
22	PLNG-COSTA-225-300	PCS	9	75	0	1
23	PLNG-COSTA-300-355	Válvulas Costa 1	3	55	0	
24	PLNG-COSTA-355-395	Válvulas Costa 2	2	40	0	1
25	PLNG-COSTA-395-409	Ducto Uso Propio	7	14	0	1
EMPRESA AGUAYTIA ENERGY						
26	AE-FL-PG	Flowlines	8	20	1	1
27	AE-PG-PF-000-040	Ducto PG-NS	7	40	2	
28	AE-PG-PF-040-090	Ducto NS-PF	8	50	3	
29	AE-PG-PF-090-104	Planta Yarinacocha	7	14	0	1
30	AE-NS-CTA-020-099	Ducto NS-CTA	7	79	0	
EMPRESA PLUSPETROL						
31	PPC-FL-SM	San Martin	14	36	0	1
32	PPC-FL-CS	Cashiriari	10	46	0	1
33	PPC-FL-MP	Mipaya	6	50	0	1
34	PPC-FL-PG	Pagoreni	7	25	0	
35	PPC-PISCO	Humay-Lobería	5	40	0	1
EMPRESA REPSOL						
36	REPSOL-FL-KT	Kinteroni	4	15	0	2
37	REPSOL-FL-PG	Pagoreni	3	22	0	1

Fuente: Elaboración Propia a partir de la información del Anexo 5

Figura 26: Distribución de la segmentación del Sistema por Empresa.

Fuente: Elaboración propia.

De la tabla 17 y del gráfico 22, se pueden extraer las siguientes afirmaciones:

- La empresa Transportadora de Gas del Perú (TGP), presenta mayor número de segmentos. Debido a su nivel de complejidad y extensión, respecto a las otras empresas.
- Se han registrado fallas en sólo 2 empresas del sistema: TGP y Aguaytía Energy. Sin embargo, existen condiciones de riesgo en todas las demás.
- Los 37 segmentos son equivalentes a los 17 segmentos iniciales, con una distribución diferente. Más conveniente para el análisis de criticidad.

Definición de criterios:

En esta etapa se definen (i) los Criterios de Valoración y (ii) el Peso relativo de las Amenazas.

Para los criterios de valoración se toman los trabajos de Monteford (2013) y Huerta (2016), para consolidar los criterios en función de los procedimientos e instructivos de la DSGN. El resultado de esta recolección se muestra en el **Anexo 4** donde se aprecian las trece (13) amenazas formuladas en el instrumento, y los criterios de puntuación que se asigna en función al nivel de criticidad: Cinco (5) puntos al más crítico y un (1) punto al menos crítico.

Por otra parte, para elegir el criterio de asignación del **Peso Relativo de las Amenazas**, se consultaron los pesos a los supervisores y especialistas de la DSGN (**juicio de expertos**), con los resultados que se muestran en el **Anexo 5**, con el objetivo de determinar si es conveniente la ponderación uniforme de Monteford (2013) o la diferenciada de Huerta (2016).

Para este análisis se comparan los resultados del juicio de expertos respecto los criterios de cada autor y se elige el que presenta el menor error acumulado.

En la tabla 18 se muestran, las amenazas según la norma ASME B.31.8.S, los pesos que asignan los autores (Huerta y Monteford) y en la columna “juicio de expertos”, los resultados del anexo 5. En las 2 columnas siguientes se muestra el error cuadrado respecto a la valoración de cada autor. Con la finalidad de verificar cuál de las valoraciones se acerca más a los resultados obtenidos por juicio de expertos.

Tabla 18: Cuadro comparativo de los pesos relativos

Amenaza:	Huerta (2016)	Monteford (2013)	Juicio de Expertos	Error (E^2) respecto a Huerta.	Error (E^2) respecto a Monteford.
Dependientes del Tiempo.	20%	25%	22%	0.0004	0.0009
Corrosión Externa	33%	34%	30%	0.0009	0.0016
Corrosión Interna	33%	33%	30%	0.0009	0.0009
Corrosión por Esfuerzo	33%	33%	40%	0.0049	0.0049
Estables en el Tiempo	20%	25%	21%	0.0001	0.0016
Defectos de Fabricación	30%	34%	28%	0.0004	0.0036
Defectos de soldadura	30%	33%	28%	0.0004	0.0025
Defectos en los Equipos	40%	33%	44%	0.0016	0.0121
Independientes del Tiempo	30%	25%	27%	0.0009	0.0004
Tubería dañada con anterioridad	30%	25%	28%	0.0004	0.0009
Vandalismo	20%	25%	22%	0.0004	0.0009
Terceros	20%	25%	22%	0.0004	0.0009
Operaciones Incorrectas	30%	25%	28%	0.0004	0.0009
Geotecnia	30%	25%	30%	0.00001	0.0025
Efectos del Clima	30%	34%	28%	0.0004	0.0036
Movimientos del suelo	40%	33%	39%	0.0001	0.0036
Defectos en las obras de protección	30%	33%	34%	0.0016	0.0001
Error Acumulado (ΣE^2)				0.0126	0.0418

Fuente: Elaboración Propia.

De los resultados que se muestran en la tabla 18, se aprecia que el error acumulado es menor cuando se compara con **Huerta (2016)**. En este sentido se concluye que la propuesta de este autor que se ajusta mejor para los efectos de la Supervisión de la DSGN.

Asignación de Puntajes:

Haciendo uso de la matriz de valoración mostrado en el **Anexo 3**, se asigna puntuación entre 1 y 5 en términos de la criticidad. Uno (1) si es menos crítico y cinco (5) si se considera de máxima criticidad. Se asigna un puntaje por cada segmento (de los 37) y por cada amenaza (de las 11 identificadas).

Para la asignación de puntajes se utilizan los criterios que se muestran en el anexo 4 y se alimentan de la información de los anexos 5, 6 y 7.

- Corrosión Externa: Se valora según la naturaleza de la zona geográfica.
- Corrosión Interna: De las características del fluido que transportan.
- Corrosión por Esfuerzo: De las características de la tubería utilizada.
- Defectos de fabricación: De la calidad y certificación del diseño.
- Defectos de soldadura: De los resultados durante la construcción.
- Defectos en los equipos: De los hallazgos técnicos registrados en la supervisión regular del año anterior (Ver Anexo 8)
- Tubería Dañada: De las fallas y/o condiciones de riesgo registradas (Ver anexo 4)
- Vandalismo: De acuerdo a la Clasificación de Área. (De los registros de la DSGN y según DS.081-2007-EM).
- Daños por terceros: Acciones registradas en el último año de la supervisión.
- Operaciones incorrectas: Se estima que a mayor complejidad existe mayor susceptibilidad de falla. Se valora según nivel de complejidad.
- Efectos del Clima: Según la naturaleza de la zona geográfica.
- Movimientos de Tierra: Según la Matriz de Riesgos reportada por las empresas a la DSGN. (Ver anexo 5)
- Defectos en las obras de protección: De los hallazgos de Geotecnia registrados en la supervisión regular del año anterior (Ver Anexo 8)

Los resultados de esta asignación se muestran en el **Anexo 8**, con estos puntajes asignados se obtiene el índice de Mühlbauer como se explica en el siguiente punto *“Obtención del Índice de Mühlbauer”*.

Obtención del Índice de Mühlbauer:

Ponderando los factores con los pesos relativos se obtiene finalmente un indicador único por segmento, conocido como índice de Mühlbauer.

El índice de Mühlbauer es un indicador relativo de la criticidad de un segmento de ducto en referencia los otros segmentos del sistema.

El índice de Mühlbauer permite un seguimiento dinámico de la criticidad, porque permite actualizar los puntajes, agregar segmentos o criterios, a medida que evoluciona el sistema (Monteford, 2013).

Para fines de esta investigación se calculan 4 índices, uno general y tres específicos por cada aspecto de supervisión (Técnico y Seguridad; Geotecnia; Técnico Especial) que serán útiles en la planificación de la supervisión.

La fórmula que resume el cálculo del índice de Mühlbauer es la siguiente:

$$I_M = \sum_0^n (Puntaje \times Peso1 \times Peso2)$$

Donde:

n: número de criterios

Peso1: Peso de criterio

Peso2: peso de grupo

Dado que el índice de Mühlbauer es un indicador relativo, es necesario llevarlo a una escala absoluta de criticidad, para los cálculos futuros.

Una escala mínima de Mühlbauer (1) debería significar una criticidad nula (0), por otro lado, la máxima asignación de Mühlbauer, indica que no existe protección sobre el ducto y es susceptible de cualquier amenaza (50%).

Escala de Mühlbauer (I_M): de 1 a 5

Escala Criticidad (I_{CR}): de 0 a 0.5

Formula de conversión:

$$I_{CR} = \frac{I_M - 1}{8}$$

Los resultados de este cálculo se muestran en el **anexo 8**, en las columnas “Índice de Mühlbauer” (I_M) e “Índice de Criticidad” (I_{CR}) y un resumen en las siguientes tablas **21, 22, 23 y 24**.

Para la valoración relativa de Mühlbauer por aspecto, se han asignado las amenazas que influyen en cada aspecto, según se lista a continuación:

Aspecto Técnico:

- Corrosión Externa
- Corrosión Interna
- Grietas por Corrosión
- Defectos de Fabricación
- Defectos de la Soldadura
- Defectos de los Equipos (Hallazgos Técnicos)
- Operaciones Incorrectas (Complejidad)

Aspecto Geotecnia:

- Efectos del Clima
- Movimientos de Tierra
- Defectos en las obras de protección (Hallazgos Geotecnia)

Aspecto Técnico Especial:

- Vandalismo (Clasificación de Área)
- Daños por terceros (Incidentes registrados)
- Operaciones Incorrectas (Complejidad)

Análisis de la Valoración de Riesgos para TGP:**Tabla 19: Índices de Mühlbauer y Criticidad para los ductos de TGP**

Segmentación de Unidades de Supervisión		Cálculos de la Metodología de Riesgos				
Unidad de Supervisión	Descripción	Índice Mühlbauer	Índice de Criticidad (ICR)	Índices Parciales de Mühlbauer		
EMPRESA TGP				Técnico Seguridad	Geotecnia	Técnico Especial
TGP-SELVA-00-40	PS1	2.832	0.2290	1.302	1.14	0.48
TGP-SELVA-40-80	Válvulas Selva 1	3.012	0.2515	1.212	1.32	0.39
TGP-SELVA-80-120	PS2	2.662	0.2078	1.222	1.05	0.48
TGP-SELVA-120-140	Planta Kamani	2.512	0.1890	1.222	0.81	0.48
TGP-SELVA-140-205	Válvulas Selva 2	2.682	0.2103	1.122	1.02	0.36
TGP-SIERRA-205-220	PS3	2.486	0.1858	1.406	0.78	0.57
TGP-SIERRA-220-275	PS4	2.196	0.1495	1.236	0.57	0.48
TGP-SIERRA-275-295	Derivación Ayacucho	2.328	0.1660	1.248	0.6	0.66
TGP-SIERRA-295-355	Válvulas Sierra 1	2.196	0.1495	1.146	0.6	0.45
TGP-SIERRA-355-425	Válvulas Sierra 2	2.376	0.1720	1.146	0.78	0.45
TGP-COSTA-425-480	PRS1, PRS2, PCS1	2.158	0.1448	1.288	0.6	0.54
TGP-COSTA-480-519	Válvulas Costa 1	1.918	0.1148	1.198	0.51	0.39
TGP-COSTA-519-555	Válvulas Costa 2	2.104	0.1380	1.264	0.51	0.51
TGP-COSTA-555-600	PRS3, PCS2	2.244	0.1555	1.344	0.6	0.39
TGP-COSTA-600-675	Loop Costa 1	2.416	0.1770	1.276	0.6	0.63
TGP-COSTA-675-705	Loop Costa 2	2.496	0.1870	1.356	0.6	0.63
TGP-COSTA-705-731	City Gate	1.954	0.1193	1.174	0.39	0.48

Fuente: Elaboración Propia

Comentarios de la Criticidad para TGP

- **Del Índice General:** El sector selva es el más crítico y la costa el de menor criticidad, coherente con la realidad por el número de fallas y hallazgos registrados.
- De los Índices Particulares:
 - **Aspecto Técnico:** El segmento PS3 tiene la mayor criticidad conforme a la alta complejidad que presentan estas instalaciones.
 - **Aspecto Geotecnia:** El sector selva tiene alta criticidad conforme a los puntos críticos identificados. (Anexo 7)
 - **Aspecto Especial:** Altos valores en los segmentos “Derivación Ayacucho” y “Loop Costa II”, donde existieron problemas sociales desde su construcción.

Análisis de la Valoración de Riesgos para PLNG:

Tabla 20: Índices de Mühlbauer para los ductos de PLNG

Segmentación de Unidades de Supervisión		Cálculos de la Metodología de Riesgos				
Unidad de Supervisión	Descripción	Índice Mühlbauer	Índice de Criticidad (ICR)	Índices Parciales de Mühlbauer		
EMPRESA PLNG				Técnico Seguridad	Geotecnia	Técnico Especial
PLNG-SIERRA-000-050	Meter Station	2.12	0.14	1.1	0.72	0.48
PLNG-SIERRA-050-100	Válvulas Sierra 1	1.95	0.11875	0.84	0.78	0.42
PLNG-SIERRA-100-175	Estación Ocollo	2.24	0.155	0.92	0.99	0.42
PLNG-SIERRA-175-225	Válvulas Sierra 2	2.08	0.135	1	0.6	0.48
PLNG-COSTA-225-300	PCS	1.932	0.1165	1.062	0.51	0.45
PLNG-COSTA-300-355	Válvulas Costa 1	1.832	0.104	1.052	0.51	0.36
PLNG-COSTA-355-395	Válvulas Costa 2	2.118	0.13975	1.038	0.6	0.48
PLNG-COSTA-395-409	Ducto Uso Propio	2.028	0.1285	1.128	0.48	0.51

Fuente: Elaboración Propia

Comentarios de la Criticidad para PLNG

- **Del Índice General:** Se aprecian valores casi uniformes en todo el ducto y relativamente bajos. Coherente con los pocos hallazgos registrados en esta empresa.
 - **Aspecto Técnico:** El segmento “Ducto de Uso Propio” presenta el valor más alto coherente con la complejidad del mismo.
 - **Aspecto Geotecnia:** El sector sierra presenta mayor criticidad, dado que a traviesa lugares de mayor altura y accidentabilidad geográfica. Es el gasoducto más alto del mundo (Andina, 2011)
 - **Aspecto Especial:** Distribución uniforme sin mayores precisiones.

Análisis de la Valoración de Riesgos para Aguaytía Energy:

Tabla 21: Índices de Mühlbauer para los ductos de Aguaytía Energy

Segmentación de Unidades de Supervisión		Cálculos de la Metodología de Riesgos				
Unidad de Supervisión	Descripción	Índice Mühlbauer	Índice de Criticidad (ICR)	Índices Parciales de Mühlbauer		
EMPRESA AGUAYTIA ENERGY				Técnico Seguridad	Geotecnia	Técnico Especial
AE-FL-PG	Flowlines	2.814	0.22675	1.464	0.9	0.45
AE-PG-PF-000-040	Ducto PG-NS	2.542	0.19275	1.252	0.69	0.51
AE-PG-PF-040-090	Ducto NS-PF	2.712	0.214	1.332	0.78	0.51
AE-PG-PF-090-104	Planta Yarinacocha	2.322	0.16525	1.332	0.57	0.51
AE-NS-CTA-020-099	Ducto NS-CTA	2.212	0.1515	1.252	0.69	0.45

Fuente: Elaboración Propia

Comentarios de la Criticidad para Aguaytía Energy

- **Del Índice General:** Se aprecian valores medios, con especial atención en los segmentos “Flowlines” y “Ducto NS-PF”, consistente con los hallazgos registrados y nivel de complejidad.
 - **Aspecto Técnico:** El segmento “Flowlines” presenta el valor más alto coherente con la complejidad y número de hallazgos.
 - **Aspecto Geotecnia:** El segmento “Flowlines” presenta el valor más alto coherente con su ubicación y accidentabilidad geográfica en Curimaná.
 - **Aspecto Especial:** valores máximos en los ductos desde Planta de Gas (PG) hasta la Planta de Fraccionamiento, consistente con la presencia de poblaciones cercanas.

Análisis de la Valoración de Riesgos para Pluspetrol y Repsol:

Estas dos empresas se analizan en conjunto dado que tienen interconexión de ductos y comparten algunas instalaciones.

Tabla 22: Índices de Mühlbauer para los Flowlines de Pluspetrol y Repsol

Segmentación de Unidades de Supervisión		Cálculos de la Metodología de Riesgos				
Unidad de Supervisión	Descripción	Índice Mühlbauer	Índice de Criticidad (ICR)	Índices Parciales de Mühlbauer		
EMPRESA PLUSPETROL				Técnico Seguridad	Geotecnia	Técnico Especial
PPC-FL-SM	San Martín	2.814	0.22675	1.494	0.96	0.54
PPC-FL-CS	Cashiriari	2.634	0.20425	1.404	0.87	0.45
PPC-FL-MP	Mipaya	2.984	0.248	1.484	1.08	0.51
PPC-FL-PG	Pagoreni	2.624	0.203	1.484	0.87	0.45
PPC-PISCO	Humay-Lobería	2.31	0.16375	1.38	0.66	0.36
EMPRESA REPSOL				Técnico Seguridad	Geotecnia	Técnico Especial
REPSOL-FL-KT	Kinteroni	2.574	0.19675	1.314	0.9	0.36
REPSOL-FL-PG	Pagoreni	2.394	0.17425	1.314	0.78	0.3

Fuente: Elaboración Propia

Comentarios de la Criticidad para Pluspetrol y Repsol

- Del Índice General: Se aprecian valores altos en los segmentos “San Martín” y “Mipaya”, consistente con los hallazgos registrados y nivel de complejidad.
 - Aspecto Técnico de Seguridad: Se aprecian valores altos en todos los segmentos con especial atención en los ductos de Pluspetrol dada su mayor complejidad y extensión
 - Aspecto Geotecnia: El segmento “Mipaya” presenta el valor más alto coherente con los registros de hallazgos y condiciones de riesgo.
 - Aspecto Técnico Especial: valores mayores en Pluspetrol dado que tiene mayor cercanía a las comunidades nativas que los ductos de Repsol.

Analizando los supuestos mencionados en el procedimiento:

- Calculando la Coeficiente de Variación (CV) para el índice de Criticidad:

$$CV_{ER} = 0.226$$

Comparando con los resultados del diagnóstico:

$$CV_{Ejec} = 0.425; CV_{Prog} = 0.320$$

Se comprueba:

$$CV_{Ejec} \gg CV_{Prog} \gg CV_{ER}$$

Tabla 23: Lista de Verificación para la valoración de riesgos

Lista de Verificación 002: Adaptado de Peñaloza y Osorio (2005)				
Objetivo: Determinar la aplicabilidad del análisis de riesgos.				
Item	¿Es aplicable el análisis de riesgos bajo la metodología de Mulbahuer y los Criterios de la Norma ASME B.31,8.S?	Escala de estimación		
		SI	NO	Comentario
1	Se verifica que el coeficiente de variación de la criticidad es menor en el enfoque de riesgos que en el enfoque muestral	x		$CV_{Ejec} \gg CV_{Prog} \gg CV_{ER}$
2	Es posible identificar claramente las zonas de alta y baja criticidad	x		Se describe en los comentarios para cada empresa.

Fuente: Adaptación de Peñaloza y Osorio (2015)

Se verifica un 100% de los supuestos del instrumento.

Dado que los índices de criticidad tienen valores lógicos se demuestra la **hipótesis específica 2**, que sostiene que la Metodología de Mühlbauer y los criterios de las normas ASME B31.8S son aplicables para la valoración de las amenazas sobre la integridad de los STD-GN

ETAPA 3: Programación enfocada en Riesgos:

El propósito de la supervisión es identificar probables incumplimientos que puedan derivar en fallas, de tal manera que se pueda prevenir la afectación de la confiabilidad del servicio. Con este objetivo la DSGN planifica la asignación de visitas mediante un **programa anual de supervisión**.

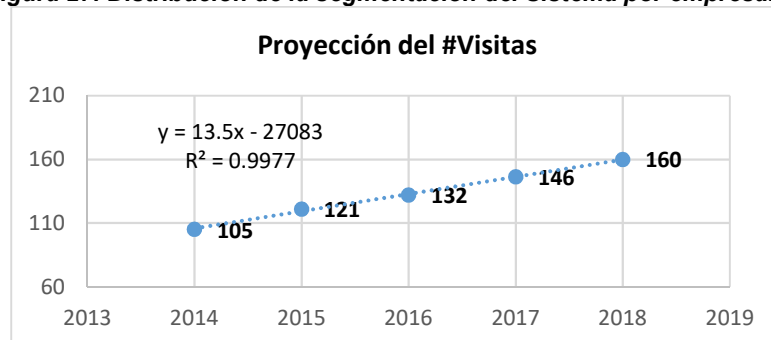
En las etapas anteriores se ha definido la criticidad por empresa, por segmento y por aspecto de supervisión. Con estos resultados se formula un programa de supervisión con el “Enfoque de Riesgos”.

La formulación del programa de riesgos consiste en 4 pasos que se describen a continuación:

1. Se reparte el total de visitas máximas de supervisión entre todos los segmentos, en forma proporcional a la escala de criticidad absoluta (ICR).
2. Dentro de cada segmento se reparten las visitas asignadas en forma proporcional al índice de Mühlbauer por cada aspecto específico.
3. Se emplea redondeo simple para llevar los resultados a valores enteros (#visitas).

Para la obtención de visitas máximas se realiza una proyección simple por regresión lineal con el número de visitas programadas entre en 2014 al 2016.

Figura 27: Distribución de la segmentación del Sistema por empresa.



Fuente: Elaboración Propia

Dado que el año 2017 ya se encuentra programado, se realizan las proyecciones sobre el 2018, con 160 supervisiones asignadas.

En la siguiente tabla se muestran los resultados de los cálculos por cada empresa y segmento. Donde se aprecian las visitas asignadas (según calculo) y el programa de supervisión por aspectos.

Tabla 24: Programación de la supervisión con el enfoque de riesgos

Segmentación de Unidades de Supervisión		Cálculos de la Metodología de Riesgos		Programa de Supervisión enfocado en Riesgos		
Unidad de Supervisión	Descripción	Índice de Criticidad (ICR)	Visitas Asignadas (De 160)	Visitas Programadas 2018		
EMPRESA TGP				TS	G	TE
TGP-SELVA-00-40	PS1	0.2290	5.76917	3	2	1
TGP-SELVA-40-80	Válvulas Selva 1	0.2515	6.33601	3	3	1
TGP-SELVA-80-120	PS2	0.2078	5.23382	2	2	1
TGP-SELVA-120-140	Planta Kamani	0.1890	4.76145	2	2	0
TGP-SELVA-140-205	Válvulas Selva 2	0.2103	5.29680	2	2	1
TGP-SIERRA-205-220	PS3	0.1858	4.67958	2	1	1
TGP-SIERRA-220-275	PS4	0.1495	3.76634	2	1	1
TGP-SIERRA-275-295	Derivación Ayacucho	0.1660	4.18202	2	1	1
TGP-SIERRA-295-355	Válvulas Sierra 1	0.1495	3.76634	2	1	1
TGP-SIERRA-355-425	Válvulas Sierra 2	0.1720	4.33318	2	1	0
TGP-COSTA-425-480	PRS1, PRS2, PCS1	0.1448	3.64667	2	1	1
TGP-COSTA-480-519	Válvulas Costa 1	0.1148	2.89088	2	1	1
TGP-COSTA-519-555	Válvulas Costa Humay	0.1380	3.47662	2	1	1
TGP-COSTA-555-600	PRS3, PCS2	0.1555	3.91749	2	1	1
TGP-COSTA-600-675	Loop Costa 1	0.1770	4.45914	2	1	1
TGP-COSTA-675-705	Loop Costa 2	0.1870	4.71107	2	1	1
TGP-COSTA-705-731	City Gate	0.1193	3.00425	2	1	1
EMPRESA PLNG						
PLNG-SIERRA-000-050	Meter Station	0.14	3.52700	2	1	1
PLNG-SIERRA-050-100	Válvulas Sierra 1	0.11875	2.99165	1	1	1
PLNG-SIERRA-100-175	Estación Ocollo	0.155	3.90490	2	2	0
PLNG-SIERRA-175-225	Válvulas Sierra 2	0.135	3.40104	2	1	1
PLNG-COSTA-225-300	PCS	0.1165	2.93497	2	1	1
PLNG-COSTA-300-355	Válvulas Costa 1	0.104	2.62006	1	1	0
PLNG-COSTA-355-395	Válvulas Costa 2	0.13975	3.52071	2	1	1
PLNG-COSTA-395-409	Ducto Uso Propio	0.1285	3.23729	2	1	1
EMPRESA AGUAYTIA ENERGY						
AE-FL-PG	Flowlines	0.22675	5.71249	3	2	0
AE-PG-PF-000-040	Ducto PG-NS	0.19275	4.85593	2	1	1
AE-PG-PF-040-090	Ducto NS-PF	0.214	5.39128	3	2	0
AE-PG-PF-090-104	Planta Yarinacocha	0.16525	4.16312	2	1	1
AE-NS-CTA-020-099	Ducto NS-CTA	0.1515	3.81672	2	1	1
EMPRESA PLUSPETROL						
PPC-FL-SM	San Martin	0.22675	5.71249	2	2	1
PPC-FL-CS	Cashiriari	0.20425	5.14565	3	1	1
PPC-FL-MP	Mipaya	0.248	6.24783	3	2	1
PPC-FL-PG	Pagoreni	0.203	5.11416	3	2	0
PPC-PISCO	Humay-Lobería	0.16375	4.12533	2	1	1
EMPRESA REPSOL						
REPSOL-FL-KT	Kinteroni	0.19675	4.95670	3	2	1
REPSOL-FL-PG	Pagoreni	0.17425	4.38986	2	1	1

Fuente: Elaboración Propia

Se aprecia que la frecuencia de visitas por cada segmento es coherente con el análisis realizado en los puntos anteriores.

- Se asigna una mayor frecuencia de visitas al sector selva de TGP y a los ductos de Aguaytía y Pluspetrol. Como estaba previsto en la valoración de Riesgos.
- La empresa PLNG que presenta menor criticidad tiene una asignación baja, como estaba previsto en la valoración de riesgos.

Por otra parte, dado que en esta investigación se realiza el análisis comparativo, se agrupan los resultados en los 17 segmentos iniciales, según el modelo actual, y se calcula la Criticidad asociada a cada segmento, según la formula expresada en el diagnóstico:

$$I_{CR} = \frac{\#Visitas}{\#Segmentos * \#Visitasmaximas}$$

Tabla 25: Programa de Supervisión enfocado en riesgos para el periodo 2018

			Programa 2018			
	Transportadora de Gas del Perú	Nro. Segmentos	Visitas por Aspecto			Índice de Criticidad
			Técnico Seguridad	Geotecnia	Técnico Especial	
1	STD-GN/LGN - Selva	5	12	11	4	0.4500
2	STD-GN/LGN – Sierra	5	10	5	4	0.3167
3	STD-GN/LGN - Costa	7	14	7	7	0.3333
	Perú LNG					
4	Ducto Principal – Sierra	4	7	5	3	0.3125
5	Ducto Principal - Costa	3	5	3	2	0.2778
6	Ducto de Uso Propio	1	2	1	1	0.3333
	Pluspetrol Perú Corporación					
7	Flowline San Martin	1	2	2	1	0.4167
8	Flowline Cashiriari	1	3	1	1	0.4167
9	Flowline Mipaya – Pagoreni B	1	3	2	1	0.5000
10	Flowline Pagoreni B – Pagoreni A - Malvinas	1	3	2	0	0.4167
11	Ducto Principal Humay - Lobería	1	2	1	1	0.3333
	Repsol Exploración Perú					
12	Flowline – Kinteroni – Nuevo Mundo	1	3	2	1	0.5000
13	Flowline – Pagoreni A - Malvinas	1	2	1	1	0.3333
	Aguaytia Energy					
14	Flowlines Lote 31-C	1	3	2	0	0.4167
15	Tramo Planta de Gas - Neshuya	1	2	1	1	0.3333
16	Tramo Neshuya – Planta Fraccionamiento	2	5	3	1	0.3750
17	Tramo Neshuya - CTA	1	2	1	1	0.3333

Fuente: elaboración Propia

De la metodología de programación con enfoque de riesgos se obtienen dos programas de supervisión equivalentes tanto para los 37 segmentos propuestos como para las 17 iniciales. Se sugiere la forma más segmentada para mayor precisión de la criticidad.

Tabla 26: Lista de Verificación para la valoración de riesgos:

Lista de Verificación 003: Adaptado de Peñaloza y Osorio (2005)			
Objetivo: Determinar la aplicabilidad del enfoque de riesgos para la formulación de un programa de supervisión			
Item	¿Es posible formular un programa de Supervisión bajo en enfoque de riesgos?	Escala de estimación	
		SI	NO
1	Las zonas de alta y baja criticidad mantienen la misma tendencia que en la etapa 2	x	
2	La distribución entre los aspectos de supervisión mantienen la proporción de los índices parciales de Mulbahuer.	x	
3	El total de visitas debe encontrarse dentro de los proyectado a fin de no exceder los recursos asignados.	x	

Fuente: Adaptación de Peñaloza y Osorio (2015)

Se verifica un 100% de los supuestos del instrumento, indicando que el programa es coherente con un enfoque de riesgos.

Se concluye que la obtención de un programa coherente con el enfoque de riesgos valida la **hipótesis específica 3** que sostiene que el enfoque de riesgos es aplicable para la formulación del programa de supervisión de la DSGN.

ETAPA 4: Modelamiento de la Confiabilidad:

Para la construcción del Modelo, se utilizan las bases matemáticas señaladas en el marco teórico en el subtítulo “Modelamiento de la Confiabilidad”, donde se aplica el modelo de Abernethy (2006).

Partiendo del Modelo General:

$$R(x, \lambda, \alpha) = ke^{-(\lambda x)^\alpha} + C$$

Se asocia la variable tasa de falla instantánea “ λ ”, con el índice de criticidad I_{CR} , determinada en el título anterior “Programación enfocada en Riesgos”.

Definiendo a la confiabilidad “R” (Reliability), según la forma más básica del modelo:

$$R(\lambda) = ke^{-\lambda} + C$$

Por definición la Confiabilidad “R” y la Criticidad “ λ ”, tienen relación inversa donde para una Criticidad nula ($\lambda=0$) se debe tener una confiabilidad máxima ($R=1$) y viceversa ($\lambda=1$; $R=0$).

Resolviendo el Sistema:

$$R(0) = k + C = 1$$

$$R(1) = ke^{-1} + C = 0$$

Se tiene:

$$k = \frac{1}{1 - e^{-1}}$$

$$C = -\frac{e^{-1}}{1 - e^{-1}}$$

Por tanto:

$$R(\lambda) = \frac{e^{-\lambda} - e^{-1}}{1 - e^{-1}}$$

Que también puede escribirse como:

$$R(\lambda) = \frac{e^{1-\lambda} - 1}{e - 1}$$

Dado que la criticidad es un indicador que depende del comportamiento de las (13) amenazas del sistema, y que estos a su vez son impredecibles:

$$\lambda = f(A_1, A_2, A_3, \dots, A_{13})$$

Se emplea la simulación de Montecarlo, dando valores aleatorios a los índices de las amenazas (Enteros entre 1 y 5, según la valoración de Mühlbauer).

De esta manera Obtener una Criticidad “ λ ” y Confiabilidad “ R ” aleatorias.

Las amenazas que dependen de la naturaleza el ducto o del medio geográfico, permanecerán fijas, para las demás se aplicara la valoración aleatoria.

Tabla 27: Aleatoriedad de la valoración de Amenazas a la integridad de ductos

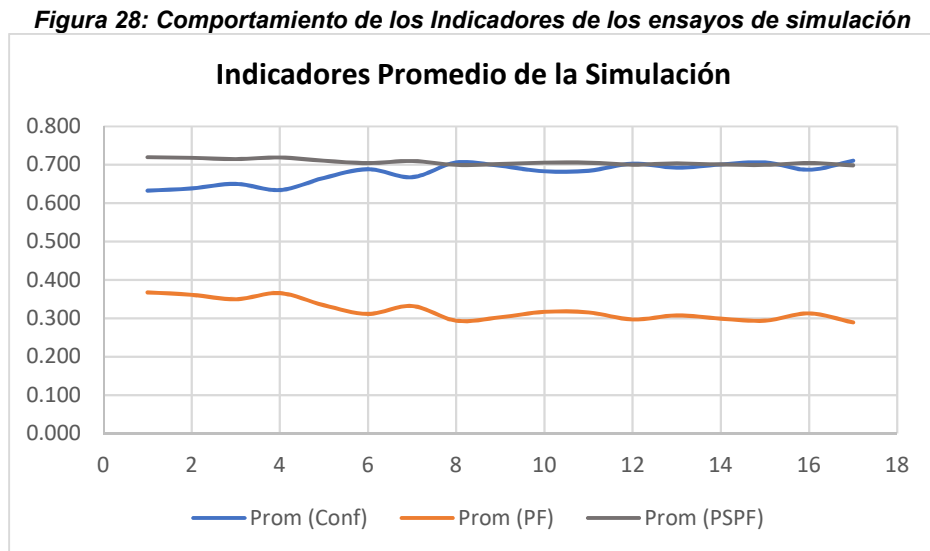
Ítem	Amenaza	Comentario
1.1.	Corrosión Externa	La exposición depende del medio (Fijo)
1.2.	Corrosión Interna	
1.3.	Corrosión Mecánica por esfuerzo	
2.1.	Defectos de Fabricación	No es variable (Fijo)
2.2.	Defectos de Soldadura	
2.3.	Defectos en los Equipos (Hallazgos técnicos)	Aleatorio
3.1.b	Tubería Dañada con Anterioridad	Historial de fallas (Fijo)
3.1.a	Vandalismo	Aleatorio
3.1.c	Daños por terceros	Aleatorio
3.2.	Operaciones Incorrectas (A mayor complejidad es más susceptible de falla)	La exposición depende de la complejidad (Fijo)
3.3.a	Efectos del Clima (Lluvias, Rayos, inundaciones)	Depende del medio geográfico (Fijo)
3.3.b	Movimientos de Tierra	Aleatorio
3.3.c	Defectos en las Obras de Protección (Hallazgos de Geotecnia)	Aleatorio

Fuente: Elaboración propia

Fuente: Elaboración propia

Se realizan 10 corridas de la simulación para la empresa TGP, a fin de determinar el comportamiento de los indicadores antes mencionados, los resultados de las mismas se muestran en los anexos 13 y 14.

En los gráficos a continuación se muestra el comportamiento de los indicadores:



Fuente: Elaboración Propia

Analizando los resultados de la simulación:

De la Confiabilidad:

Se aprecia una confiabilidad uniforme en el orden de 70%, a excepción de los segmentos iniciales correspondientes a la zona selva y parte de Sierra, donde existen registros de fallas y hallazgos.

De la Probabilidad de Falla:

A consecuencia de la variable anterior la probabilidad de falla es más alta en los segmentos críticos (del 1 al 7) y se mantiene estable en el orden del 30% para los segmentos restantes.

De la Probabilidad de Supervisión de Puntos de Falla Potencial:

Este índice se mantiene alrededor del 70%, siendo la probabilidad estimada para supervisar las zonas críticas en un escenario aleatorio. Considerando un enfoque de riesgos.

Para validar el modelo simulación de la confiabilidad se compara el comportamiento de este indicador entre el modelo actual y el propuesto. Para este análisis se toma como ejemplo a la empresa TGP, que es la más representativa del sistema.

Del diagnóstico del modelo actual se toma el programa ejecutado que se ajusta más a la realidad y se determina la confiabilidad a partir del índice de Criticidad y de la fórmula del modelo.

Tabla 28: Confiabilidad estimada según el enfoque actual.

		2014		2015		2016		2014-2016
		ICR_Ejec	Conf	ICR_Ejec	Conf	ICR_Ejec	Conf	Confiabilidad Promedio Modelo Actual
Transportadora de Gas del Perú								
1	STD-GN/LGN - Selva	0.18	0.735	0.28	0.60968	0.32	0.57061	0.6384
2	STD-GN/LGN – Sierra	0.18	0.735	0.25	0.65007	0.30	0.58998	0.6583
3	STD-GN/LGN - Costa	0.19	0.7256	0.18	0.74129	0.26	0.63549	0.7008

Fuente: Elaboración Propia

Comparando la Confiabilidad para TGP entre la simulación (ver anexo 13 y 14) para TGP y los datos de los años anteriores (Tabla 20).

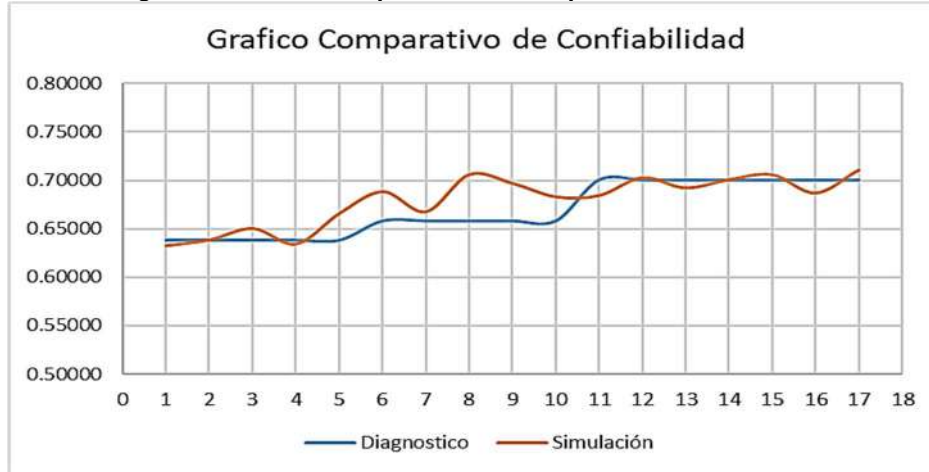
Tabla 29: Estimación de la Confiabilidad del modelo actual.

	EMPRESA TGP	Confiabilidad Modelo Actual	Confiabilidad simulación	Error cuadrado (E ²)
1	TGP-SELVA-00-40	0.63843	0.63250	0.035 x 10 ⁻³
2	TGP-SELVA-40-80	0.63843	0.63848	0
3	TGP-SELVA-80-120	0.63843	0.65023	0.139 x 10 ⁻³
4	TGP-SELVA-120-140	0.63843	0.63422	0.018 x 10 ⁻³
5	TGP-SELVA-140-205	0.63843	0.66580	0.749 x 10 ⁻³
6	TGP-SIERRA-205-220	0.65835	0.68839	0.902 x 10 ⁻³
7	TGP-SIERRA-220-275	0.65835	0.66763	0.086 x 10 ⁻³
8	TGP-SIERRA-275-295	0.65835	0.70606	2.276 x 10 ⁻³
9	TGP-SIERRA-295-355	0.65835	0.69699	1.493 x 10 ⁻³
10	TGP-SIERRA-355-425	0.65835	0.68305	0.610 x 10 ⁻³
11	TGP-COSTA-425-480	0.70080	0.68435	0.271 x 10 ⁻³
12	TGP-COSTA-480-519	0.70080	0.70284	0.004 x 10 ⁻³
13	TGP-COSTA-519-555	0.70080	0.69226	0.073 x 10 ⁻³
14	TGP-COSTA-555-600	0.70080	0.70075	0
15	TGP-COSTA-600-675	0.70080	0.70591	0.026 x 10 ⁻³
16	TGP-COSTA-675-705	0.70080	0.68699	0.191 x 10 ⁻³
17	TGP-COSTA-705-731	0.70080	0.71070	0.098 x 10 ⁻³
	Error Cuadrado Medio ($\bar{E}^2$)			0.409x 10 ⁻³

Fuente: Elaboración Propia

El valor del error cuadrado medio verifica que los valores obtenidos son cercanos.

Se grafica el comportamiento de la confiabilidad según el modelo y según los datos reales del diagnóstico:

Figura 29: Gráfico comparativo del comportamiento de la Confiabilidad

Fuente: Elaboración Propia

El gráfico se aprecia que las gráficas presentan la misma tendencia y valores casi equivalentes. Si bien la simulación presenta mayor ondulación, esto se debe a que se ha calculado sobre 17 segmentos y el diagnóstico únicamente sobre 3.

$$CV_{Diag} = 0.042; CV_{Simulacion} = 0.038$$

$$E^2_{Diag-sim} = 0.00044 \rightarrow \text{cercano a CERO}$$

Dado que se comprueba que los valores son similares entre los datos del 2014 al 2017 y los resultados de la simulación bajo el modelo de Abernethy se demuestra la validez de la **hipótesis específica 4** la cual sostiene que el modelamiento de Abernethy permite estimar la confiabilidad en función de la criticidad.

ETAPA 5: Análisis Comparativo Final:

Como etapa final de este trabajo de investigación se comparan los indicadores del diagnóstico con los que se obtienen a partir de la valoración de riesgos y el modelo de confiabilidad.

Los datos de las etapas anteriores se recogen en los anexos 14 y 15, donde se muestran los valores de Criticidad, Confiabilidad y probabilidad de Falla. Para los años 2014 al 2016 y 2018 (Propuesto).

La finalidad es estimar el impacto que tendría la implementación de enfoque de riesgos para la supervisión. Como se ha mencionado anteriormente este impacto se mide a través de la Probabilidad de Supervisar un Punto potencial de falla (PSPF).

$$PSPF = \frac{CR}{PF}$$

El análisis se efectúa en dos partes, la primera para determinar si existe un impacto y la segunda para cuantificar dicho impacto.

Análisis Correlacional de la Criticidad y la Probabilidad de Falla:

- Se evalúa mediante la correlación bivariada, la existencia de una influencia entre la Criticidad Asignada y la Probabilidad de Falla Real
- Para este propósito se utilizan los datos de la Criticidad Programado ($CR_{Programado}$) y la Probabilidad de Falla Real ($PF_{Ejecutado}$). Para los años 2014 al 2016. (A partir de los anexos 14 y 15).
- Para elegir entre la Correlación de Pearson o Spearman se realiza la prueba de normalidad de Shapiro-Wilk (dado que la población es pequeña $n=17$) en el software SPSS.

Figura 30: Data de los indicadores de Supervisión 2014 al 2018

	Tramo	CR_Prog_2014	PF_Ejec_2014	CR_Prog_2015	PF_Ejec_2015	CR_Prog_2016	PF_Ejec_2016	CR_2018	PF_2018
1	STD-GN/LGN - Selva	1833,00	2650,00	2167,00	3903,00	2667,00	4294,00	4500,00	5733,00
2	STD-GN/LGN - Sierra	1833,00	2650,00	2167,00	3499,00	2667,00	4100,00	3167,00	4294,00
3	STD-GN/LGN - Costa	1310,00	2744,00	1905,00	2587,00	2024,00	3645,00	3333,00	4484,00
4	Ducto Principal - Sierr	2292,00	2147,00	2500,00	2705,00	2500,00	4002,00	3125,00	4246,00
5	Ducto Principal - Costa	2778,00	2795,00	3333,00	4165,00	3333,00	5676,00	2778,00	3837,00
6	Ducto de Uso Propio	1667,00	1265,00	3333,00	1265,00	3333,00	1265,00	3333,00	4484,00
7	Flowline San Martin	4167,00	5391,00	4167,00	4484,00	4167,00	4484,00	4167,00	5391,00
8	Flowline Cashirari	4167,00	5391,00	4167,00	6992,00	4167,00	6992,00	4167,00	5391,00
9	Flowline Mipaya - Pa...	4167,00	5391,00	4167,00	7698,00	4167,00	6992,00	5000,00	6225,00
10	Flowline Pagoreni B - P	4167,00	5391,00	4167,00	6992,00	4167,00	6225,00	4167,00	5391,00
11	Ducto Principal Huma...	2500,00	4484,00	2500,00	3499,00	2500,00	4484,00	3333,00	4484,00
12	Flowline - Kinteroni	3333,00	4484,00	5000,00	5391,00	5000,00	4484,00	5000,00	6225,00
13	Flowline - Pagoreni A -	3333,00	4484,00	5000,00	5391,00	5000,00	4484,00	3333,00	4484,00
14	Flowlines Lote 31-C	3333,00	5391,00	2500,00	4484,00	2500,00	6992,00	4167,00	5391,00
15	Tramo Planta de Gas ...	4167,00	6992,00	3333,00	3499,00	4167,00	6225,00	3333,00	4484,00
16	Tramo Neshuya - Pla...	1667,00	2975,00	1667,00	3499,00	2500,00	2429,00	3750,00	4947,00
17	Tramo Neshuya - CTA	4167,00	5391,00	2500,00	3499,00	5000,00	3499,00	3333,00	4484,00

Fuente: Captura de Pantalla Software SPSS

Prueba de Normalidad:

- H_0 : La distribución de los Indicadores no es normal
- H_a : La distribución de los Indicadores es normal
- Nivel de confianza: 95%
- Error: 5%

Figura 31: Resultados de la Prueba de Normalidad de los indicadores de la Supervisión

Pruebas de normalidad						
	Kolmogorov-Smirnov ^a			Shapiro-Wilk		
	Estadístico	gl	Sig.	Estadístico	gl	Sig.
CR_Prog_2014	,216	17	,034	,859	17	,015
PF_Ejec_2014	,202	17	,063	,912	17	,109
CR_Prog_2015	,200	17	,070	,900	17	,067
PF_Ejec_2015	,169	17	,200*	,934	17	,256
CR_Prog_2016	,279	17	,001	,880	17	,032
PF_Ejec_2016	,205	17	,055	,933	17	,247

*. Esto es un límite inferior de la significación verdadera.
a. Corrección de significación de Lilliefors

Fuente: Captura de Pantalla Software SPSS

Tabla 30: Interpretación de la Prueba de Normalidad

Índice analizado	P valor	Distribución	Análisis Correlacional
CR Prog 2014	0.015 < 0.05	No es normal	Spearman
PF Prog 2014	0.109 > 0.05	Es normal	
CR Prog 2015	0.067 > 0.05	Es normal	Pearson
PF Prog 2015	0.256 > 0.05	Es normal	
CR Prog 2016	0.032 < 0.05	No es normal	Spearman
PF Prog 2015	0.247 > 0.05	Es normal	

Fuente: Elaboración Propia

Aplicando el análisis correlacional según los resultados de la prueba de normalidad, según tabla 30. Se aplica la correlación de Pearson cuando las variables muestran un comportamiento normal y de Spearman en otros casos:

Análisis Correlacional Bivariada:

- Ho: La Criticidad y la Probabilidad de Falla NO tienen una relación causa-efecto
- Ha: La Criticidad y la Probabilidad de Falla tienen una relación causa-efecto
- Nivel de confianza: 95%
- Error: 5%

Se rechaza la HIPÓTESIS nula para valores de P(sig) menores a 0.05.y se considera una correlación significativa para un coeficiente de correlación mayor al 50%.

Para el 2014:**Figura 32: Resultados del Análisis Correlacional para el 2014**

Figura 62. Resultados del Análisis Correlacional para el 2014

Correlaciones							CR_Prog_20 14	PF_Ejec_201 4		
Rho de Spearman	CR_Prog_2014	Coeficiente de correlación					1,000	,884		
		Sig. (bilateral)					.	,000		
		N					17	17		
		Simulación de muestreo ^c	Sesgo					,000	-,018	
			Desv. Error					,000	,066	
			Intervalo de confianza al 95%	Inferior					1,000	,708
				Superior					1,000	,961
	PF_Ejec_2014	Coeficiente de correlación					,884**	1,000		
		Sig. (bilateral)					,000	.		
		N					17	17		
		Simulación de muestreo ^c	Sesgo					-,018	,000	
			Desv. Error					,066	,000	
			Intervalo de confianza al 95%	Inferior					,708	1,000
				Superior					,961	1,000

** La correlación es significativa en el nivel 0,01 (bilateral).

c. A menos que se indique lo contrario, los resultados de la simulación de muestreo se basan en 1000 muestras de simulación de muestreo

Fuente: Captura de Pantalla Software SPSS

El P Valor (Sig.) es menor a 0.05 por lo tanto se acepta que existe una correlación entre las variables. El coeficiente de correlación tiene un valor de 0.884, indicando un nivel significativo de correlación.

Para el 2015:**Figura 33: Resultados del Análisis Correlacional para el 2015**

Figura 66. Resultados del Análisis Correlacional para el 2015

Correlaciones						CR_Prog_2015	PF_Eject_2015			
CR_Prog_2015	Correlación de Pearson					1	,644**			
	Sig. (bilateral)						,005			
	N					17	17			
	Simulación de muestreo ^c	Sesgo				0	,009			
		Desv. Error				0	,119			
		Intervalo de confianza al 95%	Inferior		1	,399				
			Superior		1	,830				
PF_Eject_2015	Correlación de Pearson					,644**	1			
	Sig. (bilateral)					,005				
	N					17	17			
	Simulación de muestreo ^c	Sesgo				,009	0			
		Desv. Error				,119	0			
		Intervalo de confianza al 95%	Inferior		,399	1				
			Superior		,830	1				

** La correlación es significativa en el nivel 0,01 (bilateral).

c. A menos que se indique lo contrario, los resultados de la simulación de muestreo se basan en 1000 muestras de simulación de muestreo

Fuente: Captura de Pantalla Software SPSS

El P Valor (Sig.) es menor a 0.05 por lo tanto se acepta que existe una correlación entre las variables. El coeficiente de correlación tiene un valor de 0.644, indicando un nivel significativo de correlación.

Para el 2016:**Figura 34: Resultados del Análisis Correlacional para el 2016**

Correlaciones						CR_Prog_2016	PF_Eject_2016
Rho de Spearman	CR_Prog_2016	Coeficiente de correlación				1,000	,512*
		Sig. (bilateral)				.	,036
		N				17	17
		Simulación de muestreo ^c	Sesgo			,000	-,025
			Desv. Error			,000	,252
			Intervalo de confianza al 95%	Inferior	1,000	-,086	
	Superior			1,000	,880		
	PF_Eject_2016	Coeficiente de correlación				,512*	1,000
		Sig. (bilateral)				,036	.
		N				17	17
		Simulación de muestreo ^c	Sesgo			-,025	,000
			Desv. Error			,252	,000
			Intervalo de confianza al 95%	Inferior	-,086	1,000	
Superior	,880			1,000			

*. La correlación es significativa en el nivel 0,05 (bilateral).

c. A menos que se indique lo contrario, los resultados de la simulación de muestreo se basan en 1000 muestras de simulación de muestreo

Fuente: Captura de Pantalla Software SPSS

El P Valor (Sig) es menor a 0.05 por lo tanto se acepta que existe una correlación entre las variables.

El coeficiente de correlación tiene un valor de 0.512, indicando un nivel significativo de correlación.

Del análisis Correlacional se concluye que si existe una relación de causalidad entre la Criticidad de un Gasoducto y su Probabilidad de Falla.

Para evaluar los enfoques muestral y de riesgos:

- Demostrada la relación entre las variables Criticidad y Probabilidad de Falla. Se puede afirmar que también existe relación entre la **Criticidad y Confiabilidad**, dado que **PF = 1-R**.
- Para cuantificar el impacto se utiliza el indicador PSPF (Probabilidad de supervisar un punto potencial de falla), mediante la fórmula antes descrita. Con la finalidad de comparar los resultados entre el enfoque muestral y de riesgos.
- Para los datos del 2014 al 2016 se considera la Criticidad Programado (CR_{Programado}) y la Probabilidad de Falla Real (PF_{Ejecutado}). Y para el 2018 los datos obtenidos del Programa Propuesto.
- Puesto que en algunos segmentos la supervisión ha sido sobre asignada y en otros muy baja, se limita un valor máximo de PSPF = 1; a los valores mayores se asignará

Del cálculo del PSPF se obtienen los siguientes resultados, para cada año y segmento:

Tabla 31: ANÁLISIS del Índice PSPF

		2014	2015	2016	2018	
		PSPF_2014	PSPF_2015	PSPF_2016	PSPF_2018	
Transportadora de Gas del Perú		Segmentos				
1	· STD-GN/LGN - Selva	5	0.6918	0.5551	0.4652	0.7850
2	· STD-GN/LGN – Sierra	5	0.6918	0.6192	0.7805	0.7375
3	· STD-GN/LGN - Costa	7	0.4773	0.7363	0.6764	0.7433
Perú LNG						
4	· Ducto Principal – Sierra	4	1	0.9243	0.8471	0.7360
5	· Ducto Principal - Costa	3	0.9937	0.8003	0.7913	0.7240
6	· Ducto de Uso Propio	1	1	1	1	0.7433161
Pluspetrol Perú Corporación						
7	· Flowline San Martín	1	0.7729	0.9291	0.8705	0.7729
8	· Flowline Cashiriari	1	0.7729	0.5959	0.6452	0.7729
9	· Flowline Mipaya – Pagoreni B	1	0.7729	0.5413	0.6225	0.8033
10	· Flowline Pagoreni B – Pagoreni A - Malvinas	1	0.7729	0.5959	0.6718	0.7729
11	· Ducto Principal Humay - Lobería	1	0.5575	0.7144	0.6015	0.7433
Repsol Exploración Perú						
12	· Flowline – Kinteroni – Nuevo Mundo	1	0.7433	0.9275	1	0.8033
13	· Flowline – Pagoreni A - Malvinas	1	0.7433	0.9275	1	0.7433
Aguaytia Energy						
14	· Flowlines Lote 31-C	1	0.6183	0.5575	0.3576	0.7729
15	· Tramo Planta de Gas - Neshuya	1	0.5959	0.9526	0.6694	0.7433
16	· Tramo Neshuya – Planta Fraccionamiento	2	0.5602	0.4763	1.0000	0.7580
17	· Tramo Neshuya - CTA	1	0.7729	0.7144	1	0.7433
	Promedio Ponderado		0.7158	0.7171	0.6724	0.7530

Fuente: Elaboración Propia

De los resultados del PSPF, de la tabla 31, se observa que el modelo del 2018 revierte la tendencia de la confiabilidad entre el 2014 al 2016, como se muestra en las figuras 31 y 32:

Figura 35: Tendencia del comportamiento del índice PSPF



Fuente: Elaboración Propia

Figura 36: Comparativo del PSPF antes y después del enfoque de Riesgos:



Fuente: Elaboración Propia

Se aprecia que la tendencia que viene de los años 2014 al 2016 es negativa con pendiente -0.0217 y se revierte con el nuevo enfoque de supervisión hacia una pendiente 0.0082. Es decir, con el enfoque muestral existe mayor probabilidad de supervisar un punto potencial de falla, de manera que se contribuye con el aseguramiento de la continuidad de suministro.

Analizando el incremento Relativo del PSPF:

Tabla 32: Resultados del Comportamiento del PSPF

Enfoque Muestral (2014-2016)	Enfoque Muestral Último año (2016)	Enfoque de Riesgos (2018)	Variación respecto al Promedio (2014-2016)	Variación respecto al último año (2016)
0.7018	0.6724	0.7530	7.3%	12.0%

Fuente: Elaboración Propia

Existe un incremento significativo en el PSPF, luego de la aplicación del enfoque de riesgos. Comprobando los supuestos descritos en el procedimiento:

Tabla 33: Verificación de los Supuestos de la HIPÓTESIS General

Lista de Verificación 004: Adaptado de Peñaloza y Osorio (2005)				
Objetivo: Determinar la tendencia de la Efectividad de la Supervisión				
Ítem	¿Existe un Impacto Significativo del enfoque de riesgos sobre la confiabilidad del Servicio de Transporte de Gas Natural por ductos?	Escala de estimación		
		SI	NO	Comentario
1	Se demuestra la Relación entre la Criticidad y la Probabilidad de Falla	x		Se comprobó mediante correlación bivariada en el software SPSS (Ver figuras 32, 33 y 34)
2	El nuevo enfoque revierte la tendencia actual del PSPF.	x		Se comprobó la tendencia mediante procesador de cálculo Excel (Ver figuras 35 y 36)
3	La mejora del PSPF es mayor al 5% respecto al último año (2016) y respecto al promedio de los 3 últimos años.	x		Se comprueba un incremento del 7% respecto al promedio de los 3 últimos años y del 12% respecto al último año (Ver tabla 32)

Fuente: Elaboración Propia

A partir del análisis estadístico, vista la correlación, se comprueba que existe una influencia significativa entre la criticidad (CR) y la probabilidad de falla (PF). Dado que la Criticidad expresa el nivel de riesgo y la confiabilidad es la probabilidad de que el sistema no falle ($R = 1 - PF$), se concluye que existe un impacto significativo de los Riesgos del Sistema sobre la Confiabilidad del Servicio.

Por otra parte, del análisis del índice PSPF, se comprueba que el enfoque de riesgos logra revertir la tendencia que es negativa para el enfoque muestral. El nivel de impacto es un **incremento del 7%** respecto al promedio de los 3 últimos años y del **12%** respecto solo al año 2016.

De las inferencias estadísticas y de la validación de las afirmaciones anteriores se concluye que se demuestra la **Hipótesis General** de la Investigación la cual sostiene que el enfoque de riesgos en la planificación de la supervisión tiene un impacto significativo sobre la Confiabilidad del Servicio de Transporte de Gas Natural por Ductos.

DISCUSIONES:

Entre las conclusiones de Huerta (2016) se indica que el enfoque de riesgos permite optimizar la detección de anomalías. En la misma línea Monteford (2013) sostiene que mediante este enfoque se puede identificar más eventos indeseables que a través de la inspección tradicional. Estos autores analizan los beneficios del enfoque de riesgos para las industrias operadoras; por otra parte, este trabajo demuestra que el enfoque de riesgos también tendría resultados positivos si es aplicado en la supervisión estatal.

De los trabajos de Tixi (2013), Yasketig (2011) y Gonzales (2010), donde el primero estudia los riesgos de carácter mecánico, y los dos siguientes, el aspecto geotécnico; se observa que todos ellos recomiendan realizar un análisis integral de ambas perspectivas que además incluya los riesgos sociales como vandalismo y daños por terceros. Este trabajo valida esta sugerencia al obtener resultados positivos con la integración de múltiples aspectos.

En esta investigación se observa que es conveniente el uso de pesos diferenciados en la valoración de amenazas, lo que coincide con el trabajo de Huerta (2016), pero se contrapone al de Monteford (2013), quien usa pesos igualitarios. De esta manera se puede concluir que, para fines de la supervisión estatal, es recomendable emplear los criterios de valoración de Huerta.

Aybar (2013) emplea el modelamiento matemático sobre los ductos del proyecto Camisea para demostrar que el control de los parámetros de operación influye positivamente en la eficiencia de los Sistemas de Transporte y distribución de Gas Natural. Por otra parte, Yasketig (2011) emplea la simulación ALGOR, para predecir en nivel de riesgo de carácter geotécnico. En este sentido, el presente trabajo reitera la aplicabilidad del modelamiento matemático para la estimación de riesgo e indicadores para un sistema de gasoductos.

Samamé (2014) realiza un estudio casuístico del sector sierra del gasoducto de TGP, donde concluye que existe un riesgo alto en los temas de corrosión, geotecnia y soldadura. Este trabajo coincide con esta valoración, pero precisa que en el aspecto de geotecnia el sector selva presenta aun mayor criticidad.

En el trabajo de Aguilar e Hilario (2015) se demuestra que el enfoque de riesgos mejora la confiabilidad de los sistemas de generación, transporte y distribución eléctrica. Este trabajo y otros autores demuestran esta misma relación para el gas natural e hidrocarburos líquidos. Por tanto, resulta sugerente su aplicación a otras industrias de red como el agua potable, las telecomunicaciones o el transporte ferroviario.

CONCLUSIONES:

Del diagnóstico de la supervisión, se evidencia que bajo el enfoque actual (muestral), la proyección de los indicadores señala una tendencia negativa en la efectividad de la supervisión. El aumento sostenido del índice de reprogramación indica que superaría el 50 % hacia finales del 2018. Los principales factores causales de esta reducción de efectividad son, en primer lugar, la ampliación de industria y el segundo el tiempo de exposición a las amenazas. En resumen, a medida que la industria incrementa su complejidad y el nivel de exposición a los riesgos, la efectividad del enfoque actual se verá reducida.

De la valoración de riesgos, se concluye que la metodología de análisis de riesgos de Mühlbauer y los criterios de la normativa ASME B.31.8, son aplicables para la valoración de las amenazas a la integridad de la industria de Transporte de Gas Natural en el Perú. Con estas metodologías se obtiene la segmentación del sistema y la asignación de un índice de criticidad para cada segmento aspecto de supervisión (Técnico, Geotecnia y Especial). En otras palabras, las metodologías antes mencionadas pueden ser empleados para estimar la criticidad por segmentos, en los servicios públicos de Red.

De la Programación de la Supervisión enfocada en Riesgos, se demuestra que el enfoque de riesgos es aplicable para la formulación del programa de supervisión de la DSGN. Esto se obtiene mediante la asignación una frecuencia de visitas proporcional a la criticidad del segmento y por cada aspecto de supervisión. Por otra parte, se puede señalar que la planificación con el enfoque de riesgos no demanda recursos adicionales sino únicamente la reasignación de los recursos ya disponibles. El programa propuesto para el 2018 se muestra en las tablas 24 y 25 en el capítulo de “resultados”.

Del modelamiento de la Confiabilidad, Se concluye el modelo de Abernethy permite estimar el valor de la confiabilidad en función de los niveles de criticidad asociados a cada segmento. El uso de las ecuaciones de Weibull que utiliza el modelo de Abernethy es dinámico y permite introducir los parámetros de estudio en un modelo matemático para calcular un índice de confiabilidad. Sin embargo, cabe señalar que los valores de confiabilidad estimado son mediciones indirectas, que no deberán interpretarse como “confiabilidad mecánica”, sino como indicadores comparativos de confiabilidad.

Del Análisis Comparativo Final, se puede verificar que la aplicación de un Enfoque de Riesgos en la Planificación de la Supervisión de la DSGN tendría un impacto significativo, sobre la Confiabilidad del Servicio de Transporte de Gas Natural por Ductos.

La aplicación del Enfoque de Riesgos en la Planificación de la supervisión evidencia dos beneficios: por un lado, revierte la tendencia de negativa en la eficiencia del proceso de Planificación. Y, por otra parte, incrementa en un 12% la probabilidad de Supervisar los puntos potenciales de falla, respecto al 2016. El hecho de incrementar la probabilidad de supervisar los puntos críticos de sistema, permite anticipar las fallas de los gasoductos y en consecuencia mejorar la confiabilidad del suministro de gas natural.

Finalmente es importante señalar que una mejora en la Confiabilidad del Servicio de Transporte de Gas Natural impacta sobre el universo de los 395mil usuarios directos del Gas Natural, e indirectamente sobre los usuarios del Servicio eléctrico, sabiendo que la generación depende en un 43% del suministro de Gas Natural.

Tabla 34: Población de beneficiarios del Servicio de Gas Natural en el Perú.

Usuarios del Servicio		Población (Pob.)		Nivel de Consumo (Cons.)	
1	Residencial	389 619	98.45%	6.5 MMPCD	1.20%
2	Comercial	5461	1.38%	4.5 MMPCD	0.83%
3	Industrial	387	0.07%	64 MMPCD	11.85%
4	Gasocentro (GNV)	277	0.098%	101 MMPCD	18.70%
5	Generadores Eléctricos	15	0.004%	364 MMPCD	67.41%
TOTAL		395 759	100%	540 MMPCD	100%

Fuente: Osinergmin

RECOMENDACIONES:

Se recomienda a la DSGN, la implementación del enfoque de riesgos para la planificación de la supervisión, dado que incrementaría la probabilidad de supervisar los puntos de falla potencial y en consecuencia permitiría mejorar la confiabilidad del Servicio de Transporte de Gas Natural.

Se recomienda medir los resultados del ejercicio de supervisión 2017 y todos los indicadores asociados, para establecer una línea base previo a la implementación de algún cambio. Esto para cuantificar los beneficios reales que se obtengan del cambio de enfoque.

Se recomienda Actualizar periódicamente los criterios del Análisis de Riesgos con otras fuentes para mejorar la precisión de la metodología. Esto con la finalidad de tener resultados que permitan responder a la evolución del sistema y de las amenazas del entorno. Entre otras, las fuentes que deben revisarse constantemente se tiene los reportes de integridad mecánica, estudios de suelos y de clima, y/o reportes de mantenimiento de las empresas operadoras, registros de los hallazgos encontrados.

Se recomienda documentar el procedimiento para la formulación de los programas de supervisión con el enfoque de riesgos, que debe ser revisado y aprobado por la jefatura correspondiente, a fin de estandarizarlo como directiva para la División.

Se recomienda respaldar el modelamiento matemático con los softwares de simulación especializados en gasoductos, a fin de predecir los resultados con mayor exactitud.

SUGERENCIAS:

Profundizar el análisis de la valoración de riesgos bajo parámetros mecánicos de la operación de los gasoductos a fin de obtener valores de confiabilidad mecánica. Y/o utilizar el concepto de Sistemas Blandos para evaluar el impacto de las variables no cuantitativas como la política, restricciones sociales, contaminación ambiental, etc.

Utilizar la metodología de esta investigación para otros servicios públicos de red como el agua potable, las telecomunicaciones o el transporte ferroviario; para verificar si es conveniente que la supervisión estatal aplique un enfoque de riesgos para estos otros sectores.

REFERENCIAS

- Abernethy, R. (2006). The New Weibull Handbook Fifth Edition, Reliability and Statistical Analysis for Predicting Life, Safety, Supportability, Risk, Cost and Warranty Claims. Editorial RB Abernethy (2006)
- ACIMED (2004). Análisis Documental y de Información: Dos componentes de un mismo Proceso. Revista ACIMED. Vol. 12 n2 La Habana. Cuba.
- Adame, O y Vera, E. (2009), *Metodología Para Evaluación De Oleoductos Aplicado a la Corrosión Externa*. Revista Desarrollo sostenible y Tecnología. Vol 11. Pp 18-23.
- Aguilar, R. e Hilario, J. (2015), *"Propuesta de mejora en la Gestión del Mantenimiento de Subestaciones de Transmisión en una empresa de Distribución de Energía Eléctrica"*. Tesis para obtener el título de Ingeniero Industrial. Universidad Peruana de Ciencias Aplicadas. Lima-Perú.
- ANDINA (2011), "Guinness reconoce apoyo de Mandatario en construcción de gasoducto más alto del mundo" Nota periodística de la Agencia Peruana de noticias Andina, recuperado de <http://www.andina.com.pe/agencia/noticia-guinness-reconoce-apoyo-mandatario-construccion-gas-337364.aspx>
- Antaki, G. (2003). Piping and pipeline engineering: design, construction, maintenance, integrity, and repair. CRC Press.
- Aybar, V. (2013), *"Control de parámetros operativos para optimizar el funcionamiento de la Red Principal de Transporte y Distribución de Gas Natural Seco del Proyecto Camisea"*, Tesis para obtener el título de Maestro en Ingeniería con mención en aplicación energética de gas natural. Universidad Nacional de Ingeniería. Lima-Perú.
- Bernal C. (2010) Metodología de la Investigación. Tercera Edición, Universidad de La Sabana, Colombia.
- Brucart, E. (1987). Gas natural: características, distribución y aplicaciones industriales. Barcelona, España. Editorial Reverte.
- Caïs, J. (1997) "Metodología del análisis comparativo", Cuadernos Metodológicos Vol.21, Centro de Investigaciones sociológicas. Madrid, España.
- Cardoso, C., de Oliveira, L., & Faertes, D. (2010, January). Risk Based Guidelines for Natural Gas Pipeline in Operation. In 2010 8th International Pipeline Conference (pp. 565-572). American Society of Mechanical Engineers.
- Carzoglio E. (2011), Integridad de Ductos Panorama Local, Jornadas de Producción, Tratamiento y Transporte de Gas 2011, "El Desafío del Gas No Convencional", Instituto Argentino de Petróleo y Gas (IAGP). Neuquén, Argentina.
- Carzoglio E. (2012), Integridad en Instalaciones en el Upstream y Downstream. 2do Congreso de Petróleo y el Gas. Instituto Argentino de Petróleo y Gas (IAGP). Neuquén, Argentina.
- Damert, A. (2004). *Beneficios y Costos para el Sector Eléctrico*. VII Reunión Anual Iberoamericana de Reguladores de Energía – ARIAE. Oaxaca, México.

- Energía y Sociedad (2015), *La Cadena de Valor del Gas Natural*. Manual de la Energía. Infografía recuperada de <http://www.energiaysociedad.es/manenergia/3-1-la-cadena-de-valor-del-gas-natural/>
- Farje, I (2013). *“Impacto de las decisiones políticas en la Autonomía y Gestión de los Organismos Reguladores de Servicios Públicos, Caso Osinergmin”*. Tesis para optar el grado de Magister en Regulación de Servicios Públicos. Pontificia Universidad Católica del Perú, Lima-Perú.
- Figueroa, M y Trillo, J. (1997). “La verdad sobre los monopolios naturales”. Nueva Revista de Política Cultura y Arte, Universidad Internacional de la Rioja. Artículo de Internet. Recuperado de: <http://www.nuevarevista.net/articulos/la-verdad-sobre-los-monopolios-naturales>
- García, E y Suarez, W. (2015), GOBERNANZA EN LA ADMINISTRACIÓN PÚBLICA: Experiencia del Administrador del Fondo de Inclusión Social Energético – FISE, recuperado de http://www.fise.gob.pe/pags/PublicacionesFISE/Gobernanza_Administracion_Publica.pdf
- Gardoni, P. (Ed.) (2017). *Risk and Reliability Analysis: Theory and Applications*. Illinois, USA. Editorial Springer.
- Gonzales, M. (2010), *“Análisis de vulnerabilidad de tuberías sometidas a deslizamientos”*. Tesis para obtener el título de Magister en Geotecnia. Universidad Nacional de Colombia. Bogotá- Colombia.
- Guillermo, D. (2009) Calidad del Gas Natural Algunos Aspectos a Considerar para Prestar con Calidad el Servicio de Transporte de Gas Natural por Ductos. La revista del Gas Natural. Vol 1. Pp 134-145. Osinergmin. Lima-Perú.
- Heraldo, J. (2009), “Gas Natural - Propiedades y Uso”, Foro Regional de Gas Natural - Osinergmin, en la Universidad Nacional Jorge Basadre de Tacna Recuperado de <http://www.osinergmin.gob.pe/newweb/uploads/Publico/OficinaComunicaciones/EventosRealizados/ForoTacna/3/1-Propiedades%20y%20usos%20del%20GN-Juan%20Viloché.pdf>
- Hernández, P. (2012) “Inspección Basada en Riesgo: Generalidades y un caso práctico”, INDISA. Publicación Web. Recuperado de [http://www.indisa.com/indisaonline/anteriores/Indisa On line 111- INSPECCIÓN BASADA EN RIESGO GENERALIDADES Y UN CASO PRÁCTICO.pdf](http://www.indisa.com/indisaonline/anteriores/Indisa%20On%20line%20111-INSPECCIÓN%20BASADA%20EN%20RIESGO%20GENERALIDADES%20Y%20UN%20CASO%20PRÁCTICO.pdf)
- Hernández, S. (2014) Metodología de la Investigación. Sexta Edición (Fernández, Ed). Editorial Mc. Graw Hill. México.
- Huerta, E. (2016), “Diseño e Implementación de un Sistema de Análisis de Riesgo en Líneas de Piping”. Tesis para obtener el título de Ingeniero Civil Mecánico. Universidad de Chile. Santiago de Chile-Chile.
- Johnstone, J., Jensen, J., y Stegall, P. (2005). Managing Process Risk of Field Facilities. Exploration and Production Environmental Conference. Society of Petroleum Engineers.
- Mathias, M., Szklo, A. (2007). *Lessons Learned from Brazilian Natural Gas Industry*. Revista Energy Policy Vol. 35, pp. 6478–6490.
- McAllister, E. (Ed.). (1993). Pipe Line Rules of Thumb Handbook: A Manual of Quick, Accurate Solutions to Everyday Pipe Line Problems. Editorial Butterworth-Heinemann. USA
- MINEM, (2012), Una nueva Matriz Energética Sostenible (NUMES). Estudio para el BID. Lima-Perú
- MINEM, (2015), Balance Nacional de Energía 2015. Lima, Perú. Publicación Web. Recuperada de http://www.minem.gob.pe/minem/archivos/BNE_2015_COLOR.pdf

- Monteford, M. (2013), "Comparación de Métodos de Análisis de Riesgo en Oleoductos". Tesis para obtener el título de ingeniero industrial, Universidad Nacional Autónoma de México. México- México.
- Mortera, I. (2004), "Análisis Probabilístico de Integridad Mecánica de Ductos que transportan hidrocarburos". Tesis para obtener el título de Maestro en Ciencias. Instituto Politécnico Nacional. México- México.
- Mühlbauer, W. (2004). Pipeline risk management manual ideas, techniques and resources.
- Nikolaidis, E., Ghiocel, D., y Singha, S. (2005). *Engineering design reliability handbook*, Editorial CRC, Denver, USA.
- Osinergrmin, (2014). "El Desarrollo de la Industria del Gas Natural". Infografía Web. Recuperado de: http://gasnatural.osinergr.gov.pe/Aplicativos/desarrollo_gas_natural/
- Osinergrmin, (2016). Informe de evaluación de Impactos por restricciones en el Suministro de Gas Natural. División de Supervisión de Gas Natural y División de Supervisión Eléctrica. Magdalena del Mar- Lima.
- Osinergrmin-DSGN (2012). Manual del Sistema de Gestión de Procesos de Supervisión. Documento Interno. División de Supervisión de Gas Natural – Osinergrmin.
- Osinergrmin-GPAE (diciembre, 2016), Reporte Semestral de Monitoreo del Mercado de Gas Natural. Año 5, Volumen 8, Gerencia de Políticas y Análisis Económico, Magdalena del Mar, Lima.
- Osinergrmin-GPAE. (2017) Evaluación Ex Post del Impacto de la Supervisión de la Calidad de los Combustibles en el Perú. Gerencia de Políticas y Análisis Económico – GPAE
- Ovalle, D. (2014). Estado situacional de los modelos basados en agentes y su impacto en la investigación organizacional. Tesis de grado. Universidad del Rosario. Bogotá Colombia.
- Rosaler, R y O'Neill, R. (1993), "*Manual de mantenimiento industrial*". Tomo III. Editorial McGraw-Hill. México.
- Sabino, C. (2014). El proceso de investigación. Editorial Episteme.
- Samamé, I. (2014), "*Diseño y Análisis de un Sistema de Contingencia en el Ducto Peruano de Líquidos de Gas Natural – Sector Sierra*". Tesis para obtener el título de Ingeniero Electrónico. Universidad Ricardo Palma. Lima-Perú.
- Santos, G. (2010), "Análisis del Riesgo individual: Caso de explosión de un ducto de Gas Natural", Tesis para obtener el grado de Maestro en Ciencias en Ingeniería de Sistemas. Instituto Politécnico Nacional. México-México.
- Serrano, G. (2004). Modelos o paradigmas de análisis de la realidad. In Investigación cualitativa. Retos e interrogantes (pp. 25-33). La Muralla Madrid.
- Talavera, H. (2015) "*Propuesta de acceso a la energía para pobladores aledaños al Gasoducto de Transporte del Gas Natural de Camisea – Perú*". Tesis para obtener el título de Magister en Regulación de Servicios Públicos. Pontificia Universidad Católica del Perú. Lima-Perú
- Tamayo, J.; Salvador, J.; Vásquez, A.; y García, R. (Eds.) (2014). *La industria del gas natural en el Perú. A diez años del Proyecto Camisea*. Osinergrmin. Lima-Perú.
- Teutónico, M. (2009). Sistema de Integridad de Ductos. Revista del Gas Natural. Vol. 1. Pp 122-131 Osinergrmin. Lima-Perú.

- Tixi, G. (2013), "Análisis de Integridad Física del Poliducto Libertad-Manta de Petrocomercial Mediante la Herramienta PIG Inteligente". Tesis para obtener el título de Ingeniero en Petróleos. Universidad Tecnológica Equinoccial. Quito-Ecuador.
- Traverso, I. (2015). "Rol y Funciones del Osinergmin". Foro: Distribución y Usos del Gas Natural en la región Moquegua. Moquegua-Perú.
- Vallebuona, D. (2015). Marco normativo en la industria del gas natural en el Perú: Regulación y Competencia. XIII-Curso de Extensión Universitaria-Osinergmin – Especialización en Fiscalización de Gas Natural; Universidad Agraria la Molina. Lima-Perú
- Vargas, A. (2012). *La libre transferencia de la capacidad de transporte de gas natural: un derecho cuyo ejercicio efectivo logra eficiencia económica*. Revista Circulo de Derecho Administrativo-PUCP. Vol. 12, pp. 133-140.
- Vásquez, A.; de la Cruz, R.; Coello, F; (2015). Reporte de Análisis Económico Sectorial – Sector Hidrocarburos, Año 4 – Número 5. Oficina de Estudios Económicos, Osinergmin – Perú.
- Vírgala, E. (2012). Los Organismos Reguladores en la crisis económica: su reformulación en la ley de economía sostenible. Revista Española de Derecho Constitucional. Vol. 94, pp. 61-115
- Yasketig, J. (2011). *Análisis de la Integridad Mecánica de un tramo de Oleoducto afectado por un Fenómeno Geodinámico*", Tesis para obtener el título de Master en Ingeniería Mecánico Eléctrica. Universidad de Piura. Piura-Perú.

ANEXOS

ANEXO 1: Ficha de Recolección de Datos para Análisis Documental

Ficha de recolección para Análisis Documental						
		Característica 1	Característica 2	Característica 3	Característica 4	Característica 5
1	Segmento 01					
2	Segmento 02					
3	Segmento 03					
4	Segmento 04					
5	Segmento 05					
6	Segmento 06					
7	Segmento 07					
8	Segmento 08					
9	Segmento 09					
10	Segmento 10					
11	Segmento 11					
12	Segmento 12					
	Resultado Acumulado					

Fuente: Adaptación de Peñaloza y Osorio (2005)

ANEXO 2: Lista de verificación para validación de afirmaciones:

Lista de Verificación para validar afirmaciones.				
Ítem	Pregunta Referencial	Escala de estimación		
		SI	NO	Comentario
1	Supuesto 01			
2	Supuesto 02			
3	Supuesto 02			
4	Supuesto 02			

Calificación:

$$T = \frac{\text{Puntaje Acumulado}}{\text{Puntaje Maximo}} * 100\%$$

<u>Escala:</u>	
SI	1
NO	0

Donde:

E: Escala de Estimación

Fuente: Adaptación de Peñaloza y Osorio (2005)

ANEXO 3:Matriz de Valoración.

		AMENAZAS EN LOS GASODUCTOS (ASME.B.31.8S)													
		Dependiente del Tiempo (PC)			Estables en el Tiempo (ES)			Independiente del Tiempo							Indice Mulbahuer
		Corrosion Externa (1.1)	Corrosion Interna (1.2)	Grietas por esfuerzo de Corrosion (1.3)	Defectos de fabricación (2.1)	Relacionados con la soldadura (2.2)	Defecto de los equipos (2.3)	Daño mecanico o por Terceros			Operaciones Incorrectas (3.2)	Geotecnia			
								Tubería Dañada con Anterioridad (3.1.b)	Vandalismo (3.1.a)	Daños por terceros (3.1.c)		Efectos del Clima (Lluvias, Rayos, inundaciones)	Movimiento de Tierra	Defectos en las obras de proteccion	
Segmentacion de Unidades de Supervisión	Peso Relativo	20%			20%			30%				30%			
Unidad de Supervisión		33%	33%	34%	30%	30%	40%	30%	20%	20%	30%	30%	40%	30%	Escala 5
Segmento 1															0
Segmento 2															0
Segmento 3															0
Segmento 4															0
Segmento 5															0
Segmento 6															0
Segmento 7															0
Segmento 8															0
Segmento 9															0
Segmento 10															0
Segmento 11															0
Segmento 12															0

Fuente: Adaptación del Instrumento desarrollado por Peñaloza y Osorio (2005)

ANEXO 4: Ficha de recolección de datos para la valoración de Amenazas

ITEM ASME B.318S	AMENAZA	ASPECTO SUPERVISIÓN	ESCALA	CRITERIO DE VALORACIÓN	Comentarios
1.1.	Corrosión Externa	TECNICO SEGURIDAD	1	Sin exposición al ambiente, suelo o atmosfera (aislado)	
			2	Suelo con baja humedad	Sierra
			3	Humedad estándar de acuerdo al diseño	Selva
			4	Alta Humedad y mediana presencia de sustancias químicas	Costa alta y Flowlines
			5	Ambiente en presencia de alta humedad y sales	Costa Cercana
1.2.	Corrosión Interna	TECNICO SEGURIDAD	1	El producto no tiene propiedades fisicoquímicas corrosivas	
			2	Baja concentración de sustancias corrosivas en el producto	Ductos AE
			3	Baja corrosividad y alta concentración del producto.	Ductos GN/LGN
			4	Alta corrosividad y alta concentración del producto.	Flowlines
			5	Alta corrosividad, alta concentración, y capacidad erosiva.	
1.3.	Corrosión Mecánica por esfuerzo	TECNICO SEGURIDAD	1	Material sin exposición a sustancias que propician el SCC	
			2	Material expuesto a sustancias químicas SCC, en un tiempo menor a 10 años, con recubrimiento interno.	Ductos PLNG
			3	Material expuesto a sustancias químicas SCC, sin recubrimiento y sometido a esfuerzos, en un tiempo menor a 10 años, con recubrimiento interno.	Derivación Ayacucho y Loop Costa
			4	Material expuesto a sustancias químicas SCC, y tiempo mayor a 10 años, con recubrimiento.	Ductos TGP, Repsol y PPC, Aguaytía
			5	Material expuesto a sustancias químicas SCC, sin recubrimiento y sometido a esfuerzos, en tiempo mayor a 10 años	
2.1.	Defectos de Fabricación	TECNICO SEGURIDAD	1	Posee Certificados de procedencia y calidad; satisface las especificaciones de Diseño; además cuenta con ensayos de verificación.	
			2	Satisface las especificaciones de Diseño; y además cuenta con ensayos de verificación.	TGP, PLNG
			3	Posee Certificados de procedencia y calidad; satisface las especificaciones de Diseño.	REPSOL, PPC
			4	Posee Certificados de procedencia y calidad Incompletos; pero satisface las especificaciones de Diseño.	Aguaytía Energy (Construido antes de la normativa)
			5	No posee Certificados de procedencia; ni ensayos de verificación.	
2.2.	Defectos de Soldadura	TECNICO SEGURIDAD	1	Se aplican END, inspección visual, y se tienen procedimientos y registros validados.	Todos por Norma
			2	Se aplica al menos un ensayo no destructivo (END) de las uniones soldadas. Y opera bajo procedimientos basados en las normas técnicas.	
			3	Se realiza inspección visual de las uniones soldadas, y se realizan con un procedimiento basado en las normas técnicas.	
			4	Se realiza inspección visual de las uniones soldadas	
			5	No se utilizan procedimientos, inspecciones ni registros	
2.3.	Defectos en los Equipos (Hallazgos técnicos)	TECNICO SEGURIDAD	1	Sin hallazgos técnicos registrados	Ver Matriz de Hallazgos (Anexo 8)
			2	De 1 a 3 hallazgos registrados	
			3	De 4 a 6 hallazgos registrados	
			4	De 7 a 9 hallazgos registrados	
			5	De 10 a más hallazgos	
3.1.b	Tubería Dañada con Anterioridad	GENERAL	1	Sin fallas ni condiciones de riesgo registradas.	
			2	Sin fallas pero con condiciones de riesgo registradas.	
			3	Al menos una falla registrada	

			4	Entre 2 y 3 fallas registradas	
			5	De 4 a más fallas registradas	
3.1. a	Vandalismo	TECNICO ESPECIAL	1	Clase 1 (Menos de 10 dentro de los 200m del ducto)	De los planos, registros de patrullaje
			2	Clase 2 (De 10 a 46 edificaciones dentro de los 200m del ducto)	
			3	Clase 3 (Centros poblados con más de 46 edificaciones)	
			4	Clase 4 (Edificios multifamiliares y tránsito vehicular denso)	
			5	Clase 3 o 4 donde además se han reportado incidentes.	
3.1. c	Daños por terceros	TECNICO ESPECIAL	1	No se registran casos.	De los reportes de incidentes.
			2	1 o 2 casos en el último año.	
			3	De 3 a 5 casos en el último año.	
			4	De 6 a 8 Casos en el último año	
			5	De 8 a más casos en el último año	
3.2.	Operaciones Incorrectas (A mayor complejidad es más susceptible de falla)	TECNICO SEGURIDAD TECNICO ESPECIAL	1	Una o ninguna instalación en el segmento	De la complejidad evaluada en la segmentación (Ver anexo 4)
			2	De 2 a 5 instalaciones en un mismo segmento	
			3	De 6 a 11 instalaciones en un mismo segmento	
			4	De 12 a 19 instalaciones en un mismo segmento	
			5	Más de 20 instalaciones en un mismo segmento	
4.1.	Efectos del Clima (Lluvias, Rayos, inundaciones)	GEOTECNIA	1	Lluvias escasas o nulas	Instalaciones Puntuales: City Gate, Planta de Frac.
			2	Lluvias eventuales en periodos cortos de tiempo	Costa
			3	Niveles medios de precipitación en temporadas menores a 6 meses	Sierra
			4	Altos niveles de precipitación por temporadas menores a 6 meses	Selva ductos
			5	Altos niveles de precipitación por temporadas mayores a 6 meses	Selva Flowlines
4.2.	Movimientos de Tierra	GEOTECNIA	1	Uno o ningún punto crítico Identificado	A partir de la Matriz de Riesgo reportada por las empresas (Ver Anexo 5)
			2	De 2 a 9 puntos críticos Identificados	
			3	De 10 a 24 puntos críticos Identificados	
			4	De 25 a 45 puntos críticos Identificados	
			5	Más de 45 puntos críticos Identificados	
4.3.	Defectos en las Obras de Protección (Hallazgos de Geotecnia)	GEOTECNIA	1	Sin hallazgos técnicos registrados	Ver Matriz de Hallazgos Anexo 8
			2	De 1 a 3 hallazgos registrados	
			3	De 4 a 6 hallazgos registrados	
			4	De 7 a 9 hallazgos registrados	
			5	De 10 a más hallazgos	

Fuente: Adaptación de Huerta (2016)

ANEXO 5: Análisis de la Segmentación de las Unidades de Supervisión

EMPRESA: TRANSPORTADORA DE GAS DEL PERÚ						
Progresiva	Unidad Operativa	Componentes	Instalación	Nombre Corto	UNIDAD DE SUPERVISIÓN	COMPLEJIDAD
KP-00	TGP-STD-GN/LGN-SELVA	Toma de Gas Scraper L-1101 Scraper L-5101 Sistema de Filtros Skids Instrumentados (3) Bombas Centrifugas (4) Aeroenfriadores (2) Sistema Flare	Estación de Bombeo PS1	ESTACIÓN PS1	TGP-SELVA-00-40	14
KP-12	TGP-STD-GN/LGN-SELVA	Válvula XV-10000 Válvula XV-50001	Válvula XV-10000 Válvula XV-50001	XV-10000 / XV-50001	TGP-SELVA-00-40	2
KP-44	TGP-STD-GN/LGN-SELVA	Válvula XV-10001 Válvula XV-50002	Válvula XV-10001 Válvula XV-50002	XV-10001 / XV-50002	TGP-SELVA-40-80	2
KP-51	TGP-STD-GN/LGN-SELVA	Válvula XV-50200M Válvula XV-50201M	Válvula XV-50200M Válvula XV-50201M	XV-500200M / XV-50201M	TGP-SELVA-40-80	2
KP-74	TGP-STD-GN/LGN-SELVA	Válvula XV-10002 Válvula XV-50003	Válvula XV-10002 Válvula XV-50003	XV-10002 / XV-50003	TGP-SELVA-40-80	2
KP-107	TGP-STD-GN/LGN-SELVA	Scraper R-1201 Scraper L-1201 Válvula XV-10003 Scraper R-5201 Scraper L-5201 Sistema de Filtros Skids Instrumentados (3) Bombas Centrifugas (4) Aeroenfriadores (2) Sistema Flare	Estación Scraper SF-12 Estación de Bombeo - PS2	ESTACIÓN PS2	TGP-SELVA-80-120	16
KP-121	TGP-STD-GN/LGN-SELVA	Válvula XV-10004 Válvula XV-50004	Válvula XV-10004 Válvula XV-50004	XV-10004 / XV-50004	TGP-SELVA-120-140	2

KP-127	TGP-STD-GN/LGN-SELVA	Turbocompresores (4) Aeroenfiradores (4) Motogeneradores (3) Skids Instrumentados GN (4) Sala de Control	Planta Compresora KAMANI	PLANTA KAMANI	TGP-SELVA-120-140	16
KP-149	TGP-STD-GN/LGN-SELVA	Válvula XV-10005	Válvula XV-10005	XV-10005	TGP-SELVA-140-205	1
KP-177	TGP-STD-GN/LGN-SELVA	Válvula XV-10006 Válvula XV-50006	Válvula XV-10006 Válvula XV-50006	XV-10006 / XV-50006	TGP-SELVA-140-205	2
KP-202	TGP-STD-GN/LGN-SELVA	Válvula XV-50600M Válvula XV-50601M	Válvula XV-50600M Válvula XV-50601M	XV-50600M / XV-50601M	TGP-SELVA-140-205	2
KP-208	TGP-STD-GN/LGN-SIERRA	Scraper R-1300 Scraper L-1300 Turbocompresores (4) Aeroenfiradores (4) Motogeneradores (3) Skids Instrumentados GN (4) Sala de Control Vinculación Ducto PLNG Scraper R-5301 Scraper L-5301 Sistema de Filtros Skids Instrumentados LGN (3) Bombas Centrifugas (4) Aeroenfiradores (2) Sistema Flare	Planta Compresora Chiquintirca Estación de Bombeo - PS3 Estación Scraper SF-1	ESTACIÓN PS3	TGP-SIERRA-205-220	32
KP-224	TGP-STD-GN/LGN-SIERRA	Válvula XV-10007 Scraper R-5401 Scraper L-5401 Sistema de Filtros Skids Instrumentados LGN (3) Bombas Centrifugas (4) Aeroenfiradores (2) Sistema Flare	Válvula XV-10007 Estación de Bombeo PS4	ESTACIÓN PS4	TGP-SIERRA-220-275	14
KP-254	TGP-STD-GN/LGN-SIERRA	Válvula XV-10008 Válvula XV-50007	Válvula XV-10008 Válvula XV-50007	XV-10008 / XV-50007	TGP-SIERRA-220-275	2

KP-277	TGP-STD-GN/LGN-SIERRA	Scraper L-9101 Válvula XV-91003 Sistema de Filtrado(2) Termogeneradores Scraper R-9101 Válvula XV-91005 Válvula XV-91007 Válvula XV-91016 Microturbinas Skids Instrumentados (3)	Derivación Ayacucho	DERIVACIÓN AYACUCHO	TGP-SIERRA-275-295	13
KP-279	TGP-STD-GN/LGN-SIERRA	Válvula XV-10009 Válvula XV-50008	Válvula XV-10009 Válvula XV-50008	XV-10009 / XV-50008	TGP-SIERRA-275-295	2
KP-308	TGP-STD-GN/LGN-SIERRA	Válvula XV-10010 Válvula XV-50009	Válvula XV-10010 Válvula XV-50009	XV-10010 / XV-50009	TGP-SIERRA-295-355	2
KP-332	TGP-STD-GN/LGN-SIERRA	Scraper R-5601 Scraper L-5601	Estación Scraper SF-1	SCRAPER SF-1	TGP-SIERRA-295-355	2
KP-337	TGP-STD-GN/LGN-SIERRA	Scraper R-1601 Scraper L-1601	Estación Scraper SF-2	ESTACIÓN SCRAPER SF-2	TGP-SIERRA-295-355	2
KP-362	TGP-STD-GN/LGN-SIERRA	Válvula XV-10011 Válvula XV-510010	Válvula XV-10011 Válvula XV-510010	XV-10011 / XV-510010	TGP-SIERRA-355-425	2
KP-394	TGP-STD-GN/LGN-SIERRA	Válvula XV-10012 Válvula XV-510011	Válvula XV-10012 Válvula XV-510011	XV-10012 / XV-510011	TGP-SIERRA-355-425	2
KP-424	TGP-STD-GN/LGN-SIERRA	Válvula XV-10013 Válvula XV-510012	Válvula XV-10013 Válvula XV-510012	XV-10013 / XV-510012	TGP-SIERRA-355-425	2
KP-453	TGP-STD-GN/LGN-COSTA	Válvula XV-10014 Scraper R-5701 Scraper L-5701 Skid de regulación Sistema de Alivio	Estación Reguladora de Presión PRS1	ESTACIÓN PRS1	TGP-COSTA-425-480	5
KP-471	TGP-STD-GN/LGN-COSTA	Scraper R-1801 Scraper L-1801 Skid de control y regulación Scraper R-5701 Scraper L-5701 Skid de regulación Sistema de Alivio	Estación Controladora de Presión PCS1 Estación Reguladora de Presión PRS2	ESTACIÓN PRS2 - PCS1	TGP-COSTA-425-480	7
KP-489	TGP-STD-GN/LGN-COSTA	Válvula XV-510013	Válvula XV-510013	XV-510013	TGP-COSTA-480-519	1
KP-494	TGP-STD-GN/LGN-COSTA	Válvula XV-510014	Válvula XV-510014	XV-510014	TGP-COSTA-480-519	1

KP-497	TGP-STD-GN/LGN-COSTA	Válvula XV-10015 Válvula XV-210015	Válvula XV-10015 Válvula XV-210015	XV-10015 / XV-510015	TGP-COSTA-480-519	2
KP-502	TGP-STD-GN/LGN-COSTA	Válvula XV-510016	Válvula XV-510016	XV-510016	TGP-COSTA-480-519	1
KP-505	TGP-STD-GN/LGN-COSTA	Válvula XV-510017	Válvula XV-510017	XV-510017	TGP-COSTA-480-519	1
KP-511	TGP-STD-GN/LGN-COSTA	Válvula XV-510018	Válvula XV-510018	XV-510018	TGP-COSTA-480-519	1
KP-520	TGP-STD-GN/LGN-COSTA	Scraper R-1901 Scraper L-1901 Punto Entrega Humay	Estación Scraper SF-4	ESTACIÓN SCRAPER SF-4	TGP-COSTA-519-555	3
KP-528	TGP-STD-GN/LGN-COSTA	Punto Entrega Egasa/Egesur	Punto Entrega Egasa/Egesur	EGASA / EGESUR	TGP-COSTA-519-555	1
KP-542	TGP-STD-GN/LGN-COSTA	Válvula XV-510019	Válvula XV-510019	XV-510019	TGP-COSTA-519-555	1
KP-552	TGP-STD-GN/LGN-COSTA	Válvula XV-10016	Válvula XV-10016	XV-510016	TGP-COSTA-519-555	1
KP-557	TGP-STD-GN/LGN-COSTA	Scraper R-6101 Skid de regulación Sistemas alimentación de O2 y N2	Estación Reguladora de Presión PRS3	ESTACIÓN PRS3	TGP-COSTA-555-600	3
KP-582	TGP-STD-GN/LGN-COSTA	Válvula XV-10017	Válvula XV-10017	XV-10017	TGP-COSTA-555-600	1
KP-595	TGP-STD-GN/LGN-COSTA	Scraper R-2001 Scraper L-2001 Skid de control y regulación Scraper R-2101-Loop Scraper L-2101-Loop Vinculación ducto PLNG	Estación Controladora de Presión - PCS2	ESTACIÓN PCS2	TGP-COSTA-555-600	6
KP-612	TGP-STD-GN/LGN-COSTA	Válvula XV-10018 Válvula XV-21003	Válvula XV-10018 Válvula XV-21003	XV-10018 / XV-21003	TGP-COSTA-600-675	2
KP-622	TGP-STD-GN/LGN-COSTA	Válvula XV-21004	Válvula XV-21004	XV-21004	TGP-COSTA-600-675	1
KP-642	TGP-STD-GN/LGN-COSTA	Válvula XV-10019 Válvula XV-21005	Válvula XV-10019 Válvula XV-21005	XV-10019 / XV-21005	TGP-COSTA-600-675	2
KP-660	TGP-STD-GN/LGN-COSTA	Válvula XV-21006	Válvula XV-21006	XV-21006	TGP-COSTA-600-675	1
KP-671	TGP-STD-GN/LGN-COSTA	Válvula XV-10020 Válvula XV-21007	Válvula XV-10020 Válvula XV-21007	XV-10020 / XV-21007	TGP-COSTA-600-675	2
KP-683	TGP-STD-GN/LGN-COSTA	Válvula XV-21008	Válvula XV-21008	XV-21008	TGP-COSTA-675-705	1
KP-700	TGP-STD-GN/LGN-COSTA	Scraper R-2101 Scraper L-2101 Válvula XV-21009	Válvula XV-21009 Estación Scraper Loop Costa	XV-21009	TGP-COSTA-675-705	3

KP-702	TGP-STD-GN/LGN-COSTA	Punto de entrega Enersur Punto de entrega Kallpa Válvula XV-10021	Válvula XV-10021	XV-10021	TGP-COSTA-675-705	3
KP-731	TGP-STD-GN/LGN-COSTA	Scraper R-2201 Skid Instrumentado Sala de Control	Punto Entrega City Gate	CITY GATE	TGP-COSTA-705-731	3
EMPRESA: PERÚ LNG						
Progresiva	Unidad Operativa	Componentes	Instalación	Nombre Corto	UNIDAD DE SUPERVISIÓN	COMPLEJIDAD
KP-00	PLNG-DP-GN-SIERRA	Filtros Separadores (03) Líneas de Medición (03) Motogeneradores (03) Válvula GOV-2016-ESD Válvula GOV 2023-ESD Scraper L-01 Vinculación TGP	Meter-Station	Meter-Station	PLNG-SIERRA-000-050	13
KP-30	PLNG-DP-GN-SIERRA	GOV-1001	Válvula 1	GOV-1001	PLNG-SIERRA-000-050	1
KP-61	PLNG-DP-GN-SIERRA	GOV-1002	Válvula 2	GOV-1002	PLNG-SIERRA-050-100	1
KP-77	PLNG-DP-GN-SIERRA	GOV-1003	Válvula 3	GOV-1003	PLNG-SIERRA-050-100	1
KP-94	PLNG-DP-GN-SIERRA	GOV-1004	Válvula 4	GOV-1004	PLNG-SIERRA-050-100	1
KP-113	PLNG-DP-GN-SIERRA	GOV-1005	Válvula 5	GOV-1005	PLNG-SIERRA-100-175	1
KP-137	PLNG-DP-GN-SIERRA	Scraper R-02 Scraper L-02	Estación Scraper Occollo	Scraper Occollo	PLNG-SIERRA-100-175	2
KP-167	PLNG-DP-GN-SIERRA	GOV-1006	Válvula 6	GOV-1006	PLNG-SIERRA-175-225	1
KP-190	PLNG-DP-GN-SIERRA	GOV-1007	Válvula 7	GOV-1007	PLNG-SIERRA-175-225	1
KP-220	PLNG-DP-GN-SIERRA	GOV-1008	Válvula 8	GOV-1008	PLNG-SIERRA-175-225	1
KP-244	PLNG-DP-GN-COSTA	Líneas de Control de Presión (3) GOV 1009 GOV 4029 GOV 4030 GOV 4032 Scraper R-03 Scraper L-03	Estación de Control de Presión Válvula 9	PCS	PLNG-COSTA-225-300	9
KP-309	PLNG-DP-GN-COSTA	GOV-1010	Válvula 10	GOV-1010	PLNG-COSTA-300-355	1
KP-334	PLNG-DP-GN-COSTA	GOV-1011	Válvula 11	GOV-1011	PLNG-COSTA-300-355	1

KP-349	PLNG-DP-GN-COSTA	GOV-1012	Válvula 12	GOV-1012	PLNG-COSTA-300-355	1
KP-379	PLNG-DP-GN-COSTA	GOV-1013	Válvula 13	GOV-1013	PLNG-COSTA-355-395	1
KP-393	PLNG-DP-GN-COSTA	GOV-1014	Válvula 14	GOV-1014	PLNG-COSTA-355-395	1
KP-408	PLNG-DP-GN-COSTA	Ducto uso propio Líneas de Medición (3) GOV 5037 GOV 5038 Scraper R-04	Ducto Uso Propio Receptor Melchorita	Ducto Uso Propio	PLNG-COSTA-395-409	7
EMPRESA: AGUAYTIA ENERGY						
Progresiva	Unidad Operativa	Componentes	Instalación	Nombre Corto	UNIDAD DE SUPERVISIÓN	COMPLEJIDAD
FL-PG-KP-0	AE-FLOWLINES	FL-2X FL-3X FL-5P FL-6P FL-7I FL-8I FL-9P Manifold de Llegada	Flowlines AE	Flowlines AE	AE-FL-PG	8
PG-PF-KP-00	AE-PG-NS	UV-1002 UV-1303 L-1001 L-1002	Planta de Gas SITE 01	SITE 01	AE-PG-PF-000-040	4
PG-PF-KP-08	AE-PG-NS	MLV-2301	SITE 02	SITE 02	AE-PG-PF-000-040	1
PG-PF-KP-16	AE-PG-NS	MLV-3301	SITE 03	SITE 03	AE-PG-PF-000-040	1
PG-PF-KP-33	AE-PG-NS	MLV-4301	SITE 04	SITE 04	AE-PG-PF-000-040	1
PG-PF-KP-47	AE-NS-PF	R-5001 L-5001 MLV-5301 R-5002 L-5002 L-5003	Estación Neshuya SITE 05	SITE 05	AE-PG-PF-040-090	6
PG-PF-KP-69	AE-NS-PF	MLV-6301 MLV-6302	SITE 06	SITE 06	AE-PG-PF-040-090	2

PG-PF-KP-104	AE-NS-PF	Manifold de Llegada Sistema de Medición Sistema de Filtros MLV-7301 MLV-7302 R-7001 R-7002	Planta de Fraccionamiento SITE 07	SITE 07	AE-PG-PF-090-104	7
NS-CTA-KP-24	AE-NS-CTA	MLV-8301	SITE 08	SITE 09	AE-NS-CTA-020-099	1
NS-CTA-KP-52	AE-NS-CTA	MLV-9301	SITE 09	SITE 10	AE-NS-CTA-020-099	1
NS-CTA-KP-99	AE-NS-PF	Manifold de Llegada Sistema de Medición (1) Sistema de Filtros (1) UV-10001 R-10001	Planta de Fraccionamiento SITE 10	SITE 10	AE-NS-CTA-020-099	5
EMPRESA: PLUSPETROL						
Progresiva	Unidad Operativa	Componentes	Instalación	Nombre Corto	UNIDAD DE SUPERVISIÓN	COMPLEJIDAD
SM3-SM1	PPC-88-SM	Clúster Scraper Líneas (2)	Flowline San Martin	San Martin - Lote 88	PPC-FL-SM	4
SM1-SM2	PPC-88-SM	Cluster Scraper (2) Líneas (3)	Flowline San Martin	San Martin - Lote 88	PPC-FL-SM	6
SM2-PM	PPC-88-SM	Cluster Scraper Líneas (2)	Flowline San Martin	San Martin - Lote 88	PPC-FL-SM	4
CS3-CS1	PPC-88-CS	Cluster Scraper Líneas (1)	Flowline Cashiriari	Cashiriari - Lote 88	PPC-FL-CS	3
CS1-CS2	PPC-88-CS	Cluster Scraper (2) Líneas (1)	Flowline Cashiriari	Cashiriari - Lote 88	PPC-FL-CS	4
CS2-PM	PPC-88-CS	Cluster Scraper Líneas (1)	Flowline Cashiriari	Cashiriari - Lote 88	PPC-FL-CS	3
MP-NM	PPC-56-MP	Cluster Scraper Líneas(1)	Flowline Mipaya - Pagoreni	Mipaya-Pagoreni - Lote 56	PPC-FL-MP	3
NM-PGA	PPC-56-MP	Cluster Scraper Líneas (1)	Flowline Mipaya - Pagoreni	Mipaya-Pagoreni - Lote 56	PPC-FL-MP	3

PGB-PGA	PPC-56-PG	Cluster Scraper Lineas (1)	Flowline Pagoreni - Malvinas	Pagoreni-Malvinas - Lote 56	PPC-FL-PG	3
PGA-PM	PPC-56-PG	Cluster Scraper Lineas (2)	Flowline Pagoreni - Malvinas	Pagoreni-Malvinas - Lote 56	PPC-FL-PG	4
HU-LB	PPC-PISCO	Estación Humay L-Scraper Estación Loberia R-Scraper Válvula Media	Estación Humay Estación Loberia	Ducto Humay-Lobería	PPC-PISCO	5
EMPRESA: REPSOL						
Progresiva	Unidad Operativa	Componentes	Instalación	Nombre Corto	UNIDAD DE SUPERVISIÓN	COMPLEJIDAD
KT-NM	REPSOL-57-KT	Cluster Líneas (1) Estación de Compresión Manifold	Flowline Kinteroni - Nuevo Mundo	Kinteroni - Lote 57	REPSOL-FL-KT	4
PGA-PM	REPSOL-57-PG	Cluster Líneas (1) Manifold	Flowline Pagoreni A - Malvinas	Pagoreni-Malvinas - Lote 57	REPSOL-FL-PG	3

ANEXO 6: Análisis del Peso de los Criterios para la Valoración de Riesgos

Item		En referencia a su experiencia y conocimiento, ¿Cuál es el grado de importancia de las amenazas sobre la integridad de los ductos de transporte de GN y LGN?	Dependiente del Tiempo (PC)				Estables en el Tiempo (ES)			Independiente del Tiempo					Geotecnia				
			Corrosión Externa (1.1)	Corrosión Interna (1.2)	Grietas por esfuerzo de Corrosión (1.3)		Defectos de fabricación (2.1)	Relacionados con la soldadura (2.2)	Defecto de los equipos (2.3)		Tubería Dañada con Anterioridad (3.1.b)	Vandalismo (3.1.a)	Daños por terceros (3.1.c)	Operaciones Incorrectas (3.2)		Efectos del Clima (Lluvias, Rayos, inundaciones)	Movimiento de Tierra	Defectos en las obras de protección	
1	Supervisor N°1		20	30	30	40	20	30	30	40	30	25	25	25	25	30	25	50	25
2	Supervisor N°2		25	33	33	34	25	25	25	50	25	30	20	20	30	25	20	20	60
3	Supervisor N°3		20	30	30	40	20	33	33	34	25	40	20	20	20	35	33	33	34
4	Especialista Técnico		20	25	25	50	15	33	33	34	30	20	20	20	40	35	40	30	30
5	Especialista en Geotecnia		25	33	33	34	25	33	33	34	25	25	25	25	25	25	20	50	30
	Peso Relativo promedio		22	30	30	40	21	31	31	38	27	28	22	22	28	30	28	37	36

Fuente: Elaboración Propia

Calificación:

$$PR = \text{Promedio (Pri)}$$

Donde:

PR: Peso Relativo de las Amenazas identificadas

Pri: Peso relativo individual por supervisor

ANEXO 7: Riesgos Geotécnicos Reportados por las empresas a la DSGN

EMPRESAS	Puntos Críticos
PLUSPETROL	
CASH1 - CASH3	
KP 5+000 al KP8+500	2
MALV - CASH1	
KP 12+000 al KP 14+000	2
KP 18+000 al KP21+000	3
KP 23+000 al KP 25+000	1
KP 28+000 al KP30+000	1
MALV - PAG A	
Kp 0+000 al KP 3 +000	0
KP 3+000 al KP 6+000	0
PAG A - PAGB	
KP 17+500 al KP 21+500	2
MALV - SM1	
KP 0+000 al KP3+500	1
KP 12+000 al KP 14+000	1
KP 23+000 al KP 25+000	1
SM1 - SM3	
Kp 0+000 al KP 4 +000	1
T1 Mipaya - NM	
KP 2+000 al KP 4+000	2
T2 NM - PAG A	
KP 10+500 al KP 12+500	1
KP 23+000 al KP 26+000	6
KP 26+000 al KP 29+000	6
KP 30+000 al KP 32+500	6
KP 4+500 al KP6+500	1
REPSOL	
Repsol U200	
KP0+000 al KP-1+000	0
KP1+000 al KP 4+000	7
KP-4+000 al KP-6+000	0
KP-6+000 al KP-8+700	3
KP-8+800 al KP-11+500	4
Repsol U600	
KP-10+000 al KP-13+000	4
KP-13+500 al KP-16+000	0
KP-16+000 al KP-19+200	0
KP-19+000 al KP-22+500	1
KP-2+500 al KP-3+400	0
KP-3+400 al KP-7+000	2
KP-8+000 al KP-10+600	0
Sagari - Construcción	
AX - BX	0

BX - Kinteroni	0
AGUAYTIA	
NESHUYA - PLANTA DE GAS	
KP 10+000 al KP 12+000	1
KP 26+900 al KP 30+000	2
NESHUYA - CENTRAL TERMICA	
KP 32+000 al KP 33+000	1
KP 38+000 al KP 42+500	2
KP 51+000 al KP 53+000	1
KP 54+000 al KP 56+000	1
KP 60+200	1
Flowline	
Pozo 6P	2
Pozo 9P	2
Pozo 2P	2
Pozo 3x	0
Pozo 5P	0
Pozo 7-1	2
Pozo 8-1	2
NESHUYA - PLANTA DE FRAC	
KP 50+500 al KP 54+500	4
KP 57+000 al KP 58+000	4
PERU LNG	
Sector Sierra	
KP 0+000 al KP 1+000	1
KP 10+000 al KP 15+000	1
KP 113+150 al KP 118+000	1
KP 178+686	1
KP 190+500	1
KP 28+000 al KP 31+000	2
KP 33+200 al KP 35+000	2
KP 40+000	1
KP 42+550	1
KP 64+000 al KP 65+500	1
Sector Costa	
KP 276+000 al KP 278+000	1
Kp 293+347	1
KP 304+499 al KP 313+600	5
KP 314+397 al KP 337+600	1
KP 340+000 al KP 387+250	5
KP 387+000 al KP 395+500	1
KP 392+990 al KP 395+500	7
Transportadora de Gas del Perú	
KP 006+000 al KP 011+000	21

KP 016+500 al KP 020+000	19
KP 025+500 al KP 029+000	5
KP 031+500 al KP 035+000	7
KP 035+000 al KP 039+000	19
KP 039+000 al KP 043+000	13
KP 043+000 al KP 047+000	16
KP 047+500 al KP 050+500	11
KP 051+500 al KP 053+500	8
KP 055+500 al KP 060+000	5
KP 061+400 al KP 064+000	6
KP 067+000 al KP 068+500	5
KP 071+250 al KP 074+000	7
KP 076+000 al KP 080+000	8
Kp 082+000 al KP 086+000	3
KP 086+700 al KP 090+000	5
KP 090+000 al KP 094+600	6
KP 095+300 al KP 098+500	7
KP 099+000 al KP 103+100	8
KP 104+300 al KP 108+500	5
KP 110+000 al KP 112+600	8
KP 114+000 al KP 116+000	4
KP 120+000 al KP 122+000	3
KP 124+900 al KP 126+000	6
KP 130+000 al KP 134+000	6
KP 136+200 al KP 140+000	4

KP 143+000 al KP 144+500	2
KP 149+300	2
KP 155+600 al KP 158+200	3
KP 161+500 al KP 165+110	3
KP 167+250 al KP 171+000	6
KP 172+000 al KP 172+500	2
KP 176+750 al KP 179+000	3
KP 181+000 al KP 186+000	11
KP 191+500 al KP 196+000	6
KP 196+500 al KP 200+000	4
KP 205+000 al KP 218+000	3
KP 235+500 al KP 244+150	4
KP 261+860 al KP 267+500	5
KP 312+900 al KP 319+050	6
KP 329+600	1
KP 381+650	1
KP 421+500	1
KP 451+800 al KP 453+700	2
Costa 1 (KP 470 al KP 480)	3
Costa 1 (KP 480 al KP 500)	3
Costa 2 (KP 520 al KP 550)	5
Costa 2 (KP 550 al KP 600)	5
Costa 3 (KP 600 al KP 650)	4
Costa 3 (KP 650 al KP 730)	2

Fuente: DSGN-Osinergmin

ANEXO 8: Valoración de Riesgos mediante el índice de Mühlbauer

				AMENAZAS EN LOS GASODUCTOS (ASME.B.31.8S)													
				Dependiente del Tiempo (PC)			Estables en el Tiempo (ES)			Independiente del Tiempo							Índice Mühlbauer
				Corrosión Externa (1.1)	Corrosión Interna (1.2)	Grietas por esfuerzo de Corrosión (1.3)	Defectos de fabricación (2.1)	Relacionados con la soldadura (2.2)	Defecto de los equipos (2.3)	Daño mecánico o por Terceros			Operaciones Incorrectas (3.2)	Geotecnia			
										Tubería Dañada con Anterioridad (3.1.b)	Vandalismo (3.1.a)	Daños por terceros (3.1.c)		Efectos del Clima (Lluvias, Rayos, inundaciones)	Movimiento de Tierra	Defectos en las obras de protección	
Segmentación de Unidades de Supervisión			Peso Relativo	20%			20%			30%				30%			Escala 5
Unidad de Supervisión	Descripción	Riesgos Geotécnicos		33%	33%	34%	30%	30%	40%	30%	20%	20%	30%	30%	40%	30%	
EMPRESA TGP																	
TGP-SELVA-00-40	PS1	71		3	2	4	2	1	2	3	1	1	4	4	5	2	2.832
TGP-SELVA-40-80	Válvulas Selva 1	79		3	2	4	2	1	2	4	1	1	3	4	5	4	3.012
TGP-SELVA-80-120	PS2	46		3	2	4	2	1	1	3	1	1	4	4	5	1	2.662
TGP-SELVA-120-140	Planta Kamani	19		3	2	4	2	1	1	4	1	1	4	4	3	1	2.512
TGP-SELVA-140-205	Válvulas Selva 2	42		3	2	4	2	1	2	4	2	1	2	4	4	2	2.682
TGP-SIERRA-205-220	PS3	3		2	2	4	2	1	3	2	1	1	5	3	2	3	2.486
TGP-SIERRA-220-275	PS4	0		2	2	4	2	1	2	3	1	1	4	3	1	2	2.196
TGP-SIERRA-275-295	Derivación Ayacucho	9		2	2	3	2	1	3	2	3	2	4	3	2	1	2.328
TGP-SIERRA-295-355	Válvulas Sierra 1	7		2	2	4	2	1	2	3	2	1	3	3	2	1	2.196
TGP-SIERRA-355-425	Válvulas Sierra 2	4		2	2	4	2	1	2	3	2	1	3	3	2	3	2.376
TGP-COSTA-425-480	PRS1, PRS2, PCS1	5		4	2	4	2	1	1	1	2	1	4	2	2	2	2.158
TGP-COSTA-480-519	Válvulas Costa 1	3		4	2	4	2	1	1	1	1	1	3	2	2	1	1.918
TGP-COSTA-519-555	Válvulas Costa Humay	5		5	2	4	2	1	1	1	2	2	3	2	2	1	2.104
TGP-COSTA-555-600	PRS3, PCS2	5		5	2	4	2	1	2	2	1	1	3	2	2	2	2.244

TGP-COSTA-600-675	Loop Costa 1	4		5	2	3	2	1	2	2	3	3	3	2	2	2	2.416
TGP-COSTA-675-705	Loop Costa 2	2		5	2	3	2	1	3	2	3	3	3	2	2	2	2.496
TGP-COSTA-705-731	City Gate	0		5	2	4	2	1	1	1	4	1	2	2	1	1	1.954
EMPRESA PLNG																	
PLNG-SIERRA-000-050	Meter Station	12		2	2	2	2	1	2	2	1	1	4	3	3	1	2.12
PLNG-SIERRA-050-100	Válvulas Sierra 1	3		2	2	2	2	1	1	1	2	2	2	3	2	3	1.95
PLNG-SIERRA-100-175	Estación Occollo	3		2	2	2	2	1	2	1	1	3	2	3	3	4	2.24
PLNG-SIERRA-175-225	Válvulas Sierra 2	5		2	2	2	2	1	3	2	3	2	2	3	2	1	2.08
PLNG-COSTA-225-300	PCS	2		4	2	2	2	1	1	2	2	1	3	2	2	1	1.932
PLNG-COSTA-300-355	Válvulas Costa 1	6		4	2	2	2	1	2	1	2	1	2	2	2	1	1.832
PLNG-COSTA-355-395	Válvulas Costa 2	7		5	2	2	2	1	1	2	3	2	2	2	2	2	2.118
PLNG-COSTA-395-409	Ducto Uso Propio	0		5	2	2	2	1	1	2	3	1	3	2	1	2	2.028
EMPRESA AGUAYTIA ENERGY																	
AE-FL-PG	Flowlines	10		4	3	4	4	1	2	3	1	2	3	5	3	1	2.814
AE-PG-PF-000-040	Ducto PG-NS	3		3	2	4	4	1	1	4	2	2	3	4	2	1	2.542
AE-PG-PF-040-090	Ducto NS-PF	8		3	2	4	4	1	2	4	2	2	3	4	2	2	2.712
AE-PG-PF-090-104	Planta Yarinacocha	0		3	2	4	4	1	2	2	3	1	3	4	1	1	2.322
AE-NS-CTA-020-099	Ducto NS-CTA	6		3	2	4	4	1	1	1	2	1	3	4	2	1	2.212
EMPRESA PLUSPETROL																	
PPC-FL-SM	San Martin	4		4	3	4	3	1	2	2	1	2	4	5	2	1	2.634
PPC-FL-CS	Cashiriari	9		4	3	4	3	1	2	2	1	2	3	5	2	1	2.544
PPC-FL-MP	Mipaya	22		4	3	4	3	1	3	2	1	3	3	5	3	1	2.804
PPC-FL-PG	Pagoreni	2		4	3	4	3	1	3	1	1	2	3	5	2	1	2.534
PPC-PISCO	Humay-Lobería	0		5	3	4	3	1	2	1	2	1	2	5	1	1	2.31
EMPRESA REPSOL																	
REPSOL-FL-KT	Kinteroni	14		4	3	4	3	1	2	2	1	2	2	5	3	1	2.574
REPSOL-FL-PG	Pagoreni	7		4	3	4	3	1	2	2	1	1	2	5	2	1	2.394

Fuente: Elaboración Propia

ANEXO 9: Programa de Supervisión 2018 - Propuesto

Segmentación de Unidades de Supervisión		Programa de Supervisión enfocado en Riesgos		
Unidad de Supervisión	Descripción	Visitas Programadas		
EMPRESA TGP		TS	G	TE
TGP-SELVA-00-40	PS1	2	2	1
TGP-SELVA-40-80	Válvulas Selva 1	2	3	1
TGP-SELVA-80-120	PS2	2	2	1
TGP-SELVA-120-140	Planta Kamani	2	1	1
TGP-SELVA-140-205	Válvulas Selva 2	2	2	1
TGP-SIERRA-205-220	PS3	2	1	1
TGP-SIERRA-220-275	PS4	2	1	1
TGP-SIERRA-275-295	Derivación Ayacucho	2	1	1
TGP-SIERRA-295-355	Válvulas Sierra 1	2	1	1
TGP-SIERRA-355-425	Válvulas Sierra 2	2	1	1
TGP-COSTA-425-480	PRS1, PRS2, PCS1	2	1	1
TGP-COSTA-480-519	Válvulas Costa 1	2	1	1
TGP-COSTA-519-555	Válvulas Costa Humay	2	1	1
TGP-COSTA-555-600	PRS3, PCS2	2	1	1
TGP-COSTA-600-675	Loop Costa 1	2	1	1
TGP-COSTA-675-705	Loop Costa 2	2	1	1
TGP-COSTA-705-731	City Gate	2	1	1
EMPRESA PLNG		TS	G	TE
PLNG-SIERRA-000-050	Meter Station	2	1	1
PLNG-SIERRA-050-100	Válvulas Sierra 1	1	1	1

PLNG-SIERRA-100-175	Estación Occollo	1	2	1
PLNG-SIERRA-175-225	Válvulas Sierra 2	2	1	1
PLNG-COSTA-225-300	PCS	1	1	1
PLNG-COSTA-300-355	Válvulas Costa 1	1	1	0
PLNG-COSTA-355-395	Válvulas Costa 2	2	1	1
PLNG-COSTA-395-409	Ducto Uso Propio	2	1	1
EMPRESA AGUAYTIA ENERGY		TS	G	TE
AE-FL-PG	Flowlines	3	2	1
AE-PG-PF-000-040	Ducto PG-NS	2	1	1
AE-PG-PF-040-090	Ducto NS-PF	3	2	1
AE-PG-PF-090-104	Planta Yarinacocha	2	1	1
AE-NS-CTA-020-099	Ducto NS-CTA	2	1	1
EMPRESA PLUSPETROL		TS	G	TE
PPC-FL-SM	San Martin	3	1	1
PPC-FL-CS	Cashiriari	2	1	1
PPC-FL-MP	Mipaya	3	2	1
PPC-FL-PG	Pagoreni	3	1	1
PPC-PISCO	Humay-Lobería	2	1	1
EMPRESA REPSOL		TS	G	TE
REPSOL-FL-KT	Kinteroni	2	2	1
REPSOL-FL-PG	Pagoreni	2	1	1

Fuente: Elaboración Propia

ANEXO 10: Visitas Programadas entre el 2014 y 2017

	Programa 2014			Programa 2015			Programa 2016			Programa 2017		
	TS	G	TE	TS	G	TE	TS	G	TE	TS	G	TE
Transportadora de Gas del Perú												
· STD-GN/LGN - Selva	4	3	3	3	8	2	4	4	2	6	6	1
· STD-GN/LGN – Sierra	4	3	3	3	8	2	6	6	2	6	6	2
· STD-GN/LGN - Costa	4	4	3	3	8	8	8	4	2	6	6	3
Perú LNG												
· Ducto Principal – Sierra	6	4	2	4	6	1	3	4	3	4	3	1
· Ducto Principal - Costa	4	6	2	4	6	4	3	4	3	4	3	1
· Ducto de Uso Propio	1	1	1	1	0	0	2	1	0	2	1	0
Pluspetrol Perú Corporación												
· Flowline San Martín	2	2	1	3	2	1	3	3	1	2	2	1
· Flowline Cashiriari	2	2	1	3	2	1	3	3	1	2	2	1
· Flowline Mipaya – Pagoreni B	2	2	1	4	2	1	3	3	1	2	3	1
· Flowline Pagoreni B – Pagoreni A - Malvinas	2	2	1	3	2	1	3	3	1	2	2	1
· Ducto Principal Humay - Lobería	1	1	0	2	1	0	2	0	0	2	0	0
Repsol Exploración Perú												
· Flowline – Kinteroni – Nuevo Mundo	1	2	1	3	3	1	2	2	1	2	3	1
· Flowline – Pagoreni A - Malvinas	1	2	1	3	3	1	2	2	1	2	3	1
Aguaytía Energy												
· Flowlines Lote 31-C	1	1	1	2	1	0	1	1	0	2	2	0
· Tramo Planta de Gas - Neshuya	2	2	1	2	1	1	1	1	1	2	2	1
· Tramo Neshuya – Planta Fraccionamiento	2	2	2	2	1	1	1	1	2	2	2	2
· Tramo Neshuya - CTA	2	2	1	2	1	1	1	1	1	2	2	1
	41	41	25	47	55	26	48	43	22	50	48	18

Fuente: Elaboración Propia a partir de los Programas de Supervisión de la DSGN

ANEXO 11: Visitas Ejecutadas entre el 2014 y 2016

	Programa 2014			Programa 2015			Programa 2016		
	TS	G	TE	TS	G	TE	TS	G	TE
Transportadora de Gas del Perú									
· STD-GN/LGN - Selva	6	5	3	6	8	1	8	9	1
· STD-GN/LGN – Sierra	7	6	3	4	6	2	6	3	2
· STD-GN/LGN - Costa	9	4	3	11	5	4	7	6	5
Perú LNG									
· Ducto Principal – Sierra	7	2	3	4	3	3	4	3	3
· Ducto Principal - Costa	11	2	2	8	3	4	9	3	4
· Ducto de Uso Propio	1	0	0	1	0	0	1	0	0
Pluspetrol Perú Corporación									
· Flowline San Martín	2	2	1	2	2	1	2	2	1
· Flowline Cashiriari	2	2	1	2	2	1	2	2	1
· Flowline Mipaya – Pagoreni B	3	3	1	3	3	1	3	3	1
· Flowline Pagoreni B – Pagoreni A - Malvinas	3	1	1	2	2	1	2	2	1
· Ducto Principal Humay - Lobería	3	0	1	2	0	1	2	0	1
Repsol Exploración Perú									
· Flowline – Kinteroni – Nuevo Mundo	2	1	1	2	2	1	2	1	2
· Flowline – Pagoreni A - Malvinas	1	1	0	2	1	1	2	2	0
Aguaytía Energy									
· Flowlines Lote 31-C	1	1	0	2	2	0	2	3	0
· Tramo Planta de Gas - Neshuya	2	1	1	2	2	2	2	2	1
· Tramo Neshuya – Planta Fraccionamiento	3	1	1	2	2	2	2	2	2
· Tramo Neshuya - CTA	2	1	0	2	2	1	2	2	1

Fuente: Elaboración Propia a partir de los Registros de Supervisión de la DSGN

ANEXO 12: Tabla de resultados de la simulación

Resultados de simulación, corridas 001 a 010 de los Índices de Confiabilidad (Conf), Probabilidad de Falla (PF) y Probabilidad de Supervisar un Punto potencial de falla (PSPF)

Simulación 001				Simulación 002				Simulación 003				Simulación 004				simulación 005			
	Conf	PF	PSPF		Conf	PF	PSPF		Conf	PF	PSPF		Conf	PF	PSPF		Conf	PF	PSPF
1	0.648	0.352	0.715	1	0.624	0.376	0.722	1	0.694	0.306	0.703	1	0.568	0.432	0.738	1	0.621	0.379	0.723
2	0.585	0.415	0.733	2	0.634	0.366	0.719	2	0.621	0.379	0.723	2	0.581	0.419	0.734	2	0.679	0.321	0.706
3	0.612	0.388	0.725	3	0.670	0.330	0.709	3	0.599	0.401	0.729	3	0.599	0.401	0.729	3	0.585	0.415	0.733
4	0.639	0.361	0.718	4	0.667	0.333	0.710	4	0.651	0.349	0.714	4	0.634	0.366	0.719	4	0.639	0.361	0.718
5	0.692	0.308	0.703	5	0.713	0.287	0.698	5	0.672	0.328	0.709	5	0.559	0.441	0.741	5	0.641	0.359	0.717
6	0.690	0.310	0.704	6	0.649	0.351	0.715	6	0.729	0.271	0.693	6	0.753	0.247	0.687	6	0.648	0.352	0.715
7	0.638	0.362	0.718	7	0.703	0.297	0.700	7	0.704	0.296	0.700	7	0.672	0.328	0.708	7	0.619	0.381	0.723
8	0.643	0.357	0.716	8	0.699	0.301	0.701	8	0.647	0.353	0.715	8	0.738	0.262	0.691	8	0.738	0.262	0.691
9	0.676	0.324	0.707	9	0.725	0.275	0.694	9	0.654	0.346	0.713	9	0.698	0.302	0.701	9	0.701	0.299	0.701
10	0.714	0.286	0.697	10	0.719	0.281	0.696	10	0.724	0.276	0.695	10	0.645	0.355	0.716	10	0.735	0.265	0.692
11	0.661	0.339	0.711	11	0.649	0.351	0.715	11	0.709	0.291	0.699	11	0.688	0.312	0.704	11	0.624	0.376	0.722
12	0.756	0.244	0.686	12	0.689	0.311	0.704	12	0.688	0.312	0.704	12	0.674	0.326	0.708	12	0.765	0.235	0.684
13	0.729	0.271	0.693	13	0.631	0.369	0.720	13	0.740	0.260	0.690	13	0.734	0.266	0.692	13	0.662	0.338	0.711
14	0.698	0.302	0.701	14	0.721	0.279	0.696	14	0.731	0.269	0.693	14	0.663	0.337	0.711	14	0.663	0.337	0.711
15	0.707	0.293	0.699	15	0.763	0.237	0.685	15	0.658	0.342	0.712	15	0.677	0.323	0.707	15	0.690	0.310	0.704
16	0.742	0.258	0.690	16	0.732	0.268	0.693	16	0.695	0.305	0.702	16	0.680	0.320	0.706	16	0.666	0.334	0.710
17	0.684	0.316	0.705	17	0.670	0.330	0.709	17	0.727	0.273	0.694	17	0.701	0.299	0.701	17	0.796	0.204	0.677

Fuente: Elaboración Propia

simulación 006

	conf	PF	PSPF
1	0.656	0.344	0.713
2	0.708	0.292	0.699
3	0.703	0.297	0.700
4	0.609	0.391	0.726
5	0.618	0.382	0.724
6	0.640	0.360	0.717
7	0.687	0.313	0.704
8	0.775	0.225	0.682
9	0.666	0.334	0.710
10	0.679	0.321	0.707
11	0.709	0.291	0.699
12	0.707	0.293	0.699
13	0.745	0.255	0.689
14	0.700	0.300	0.701
15	0.782	0.218	0.680
16	0.676	0.324	0.707
17	0.777	0.223	0.681

simulación 007

	conf	PF	PSPF
1	0.683	0.317	0.706
2	0.610	0.390	0.726
3	0.697	0.303	0.702
4	0.667	0.333	0.710
5	0.713	0.287	0.698
6	0.745	0.255	0.689
7	0.632	0.368	0.719
8	0.712	0.288	0.698
9	0.760	0.240	0.686
10	0.685	0.315	0.705
11	0.688	0.312	0.704
12	0.717	0.283	0.697
13	0.698	0.302	0.701
14	0.769	0.231	0.683
15	0.768	0.232	0.683
16	0.698	0.302	0.701
17	0.588	0.412	0.732

simulación 008

	conf	PF	PSPF
1	0.613	0.387	0.725
2	0.675	0.325	0.708
3	0.762	0.238	0.685
4	0.633	0.367	0.719
5	0.675	0.325	0.708
6	0.735	0.265	0.692
7	0.732	0.268	0.693
8	0.750	0.250	0.688
9	0.701	0.299	0.701
10	0.641	0.359	0.717
11	0.646	0.354	0.716
12	0.666	0.334	0.710
13	0.716	0.284	0.697
14	0.667	0.333	0.710
15	0.665	0.335	0.710
16	0.652	0.348	0.714
17	0.727	0.273	0.694

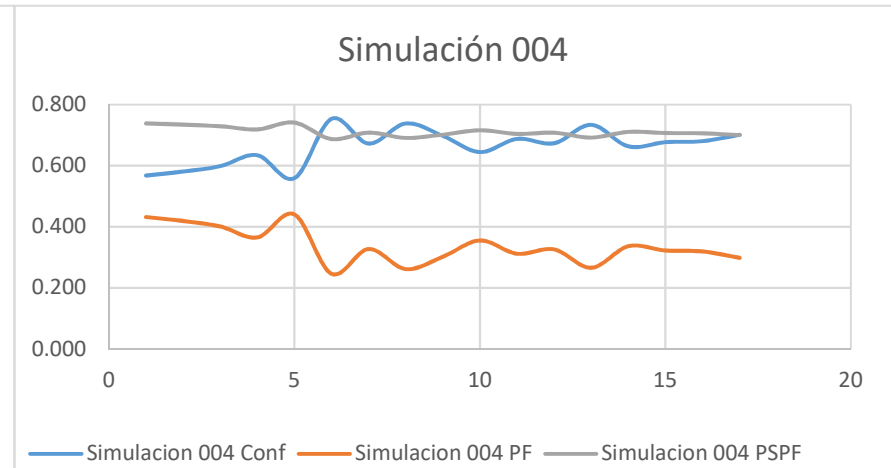
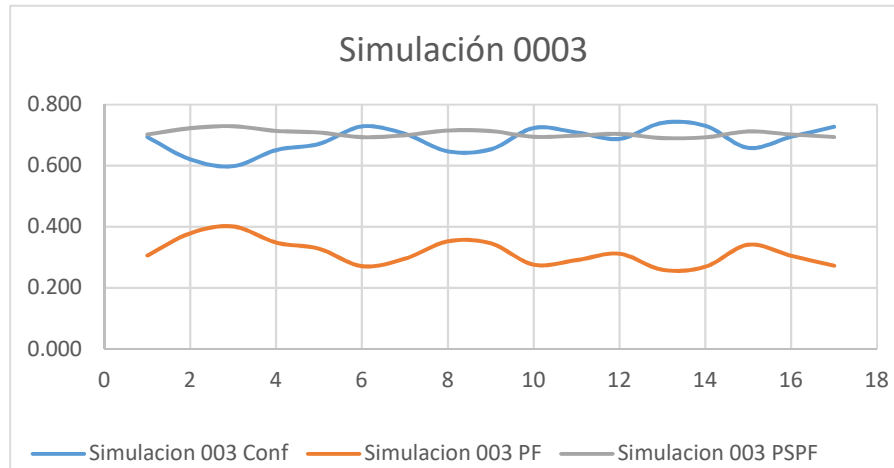
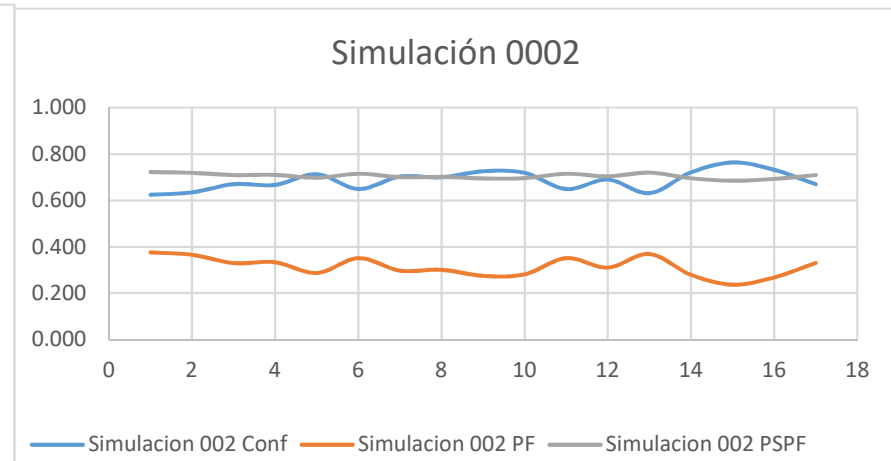
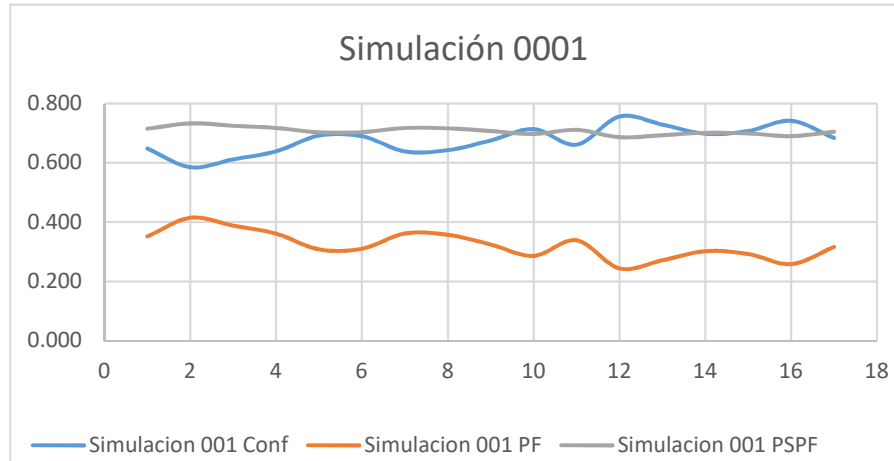
simulación 009

	conf	PF	PSPF
1	0.642	0.358	0.717
2	0.621	0.379	0.723
3	0.668	0.332	0.709
4	0.603	0.397	0.728
5	0.676	0.324	0.707
6	0.635	0.365	0.719
7	0.635	0.365	0.719
8	0.657	0.343	0.713
9	0.685	0.315	0.705
10	0.629	0.371	0.720
11	0.683	0.317	0.705
12	0.674	0.326	0.708
13	0.584	0.416	0.734
14	0.714	0.286	0.697
15	0.634	0.366	0.719
16	0.643	0.357	0.716
17	0.721	0.279	0.696

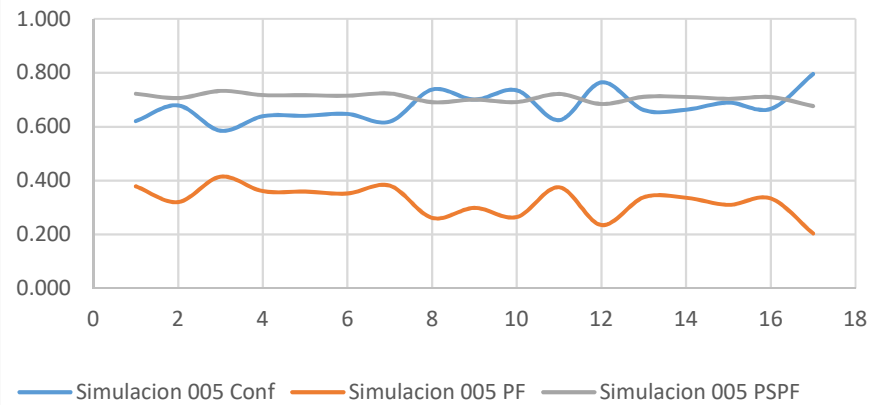
simulación 010

	conf	PF	PSPF
1	0.577	0.423	0.736
2	0.670	0.330	0.709
3	0.607	0.393	0.727
4	0.600	0.400	0.729
5	0.700	0.300	0.701
6	0.660	0.340	0.712
7	0.654	0.346	0.713
8	0.702	0.298	0.700
9	0.704	0.296	0.700
10	0.660	0.340	0.712
11	0.787	0.213	0.679
12	0.693	0.307	0.703
13	0.684	0.316	0.705
14	0.682	0.318	0.706
15	0.714	0.286	0.697
16	0.687	0.313	0.704
17	0.716	0.284	0.697

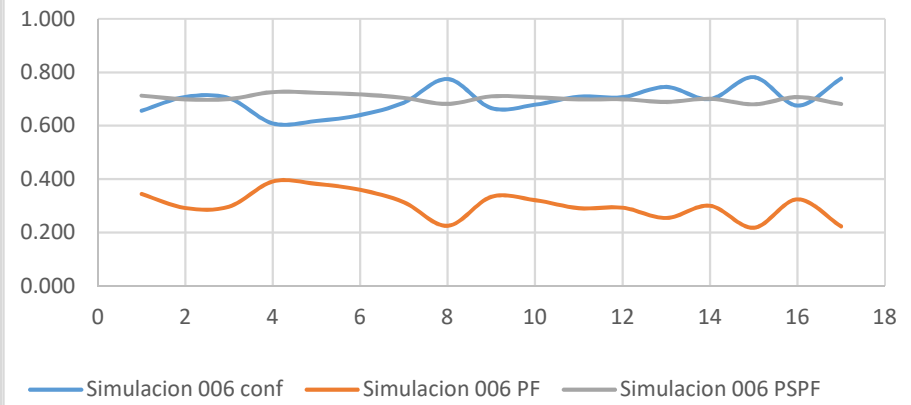
Fuente: Elaboración Propia

ANEXO 13: Resultados Gráficos de la simulación

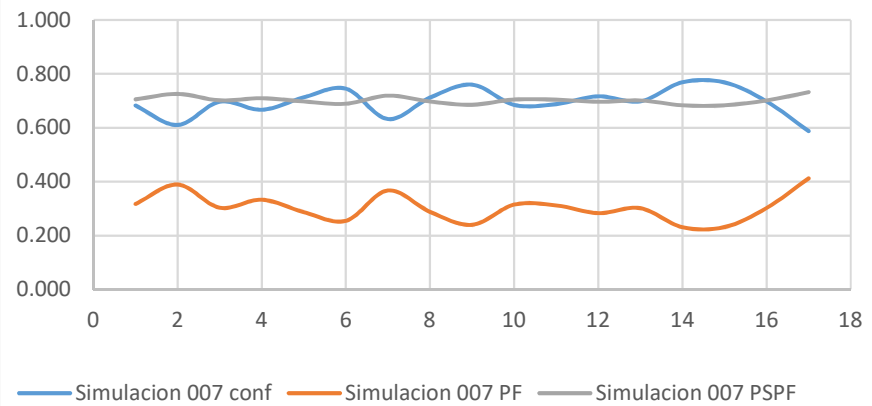
Simulación 005



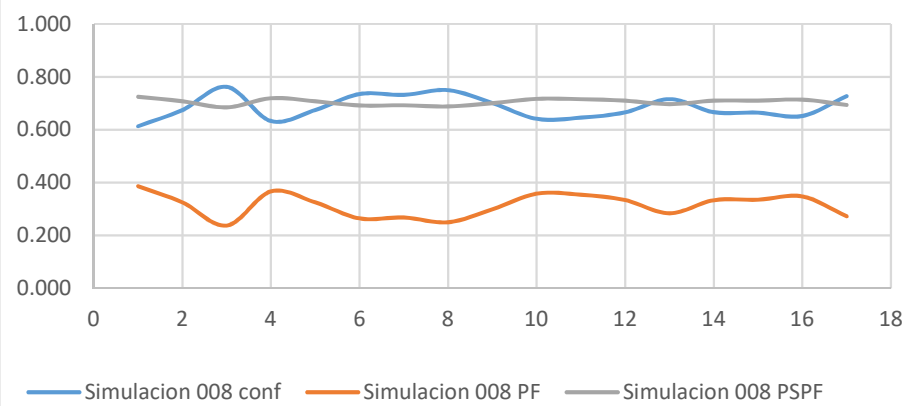
Simulación 006

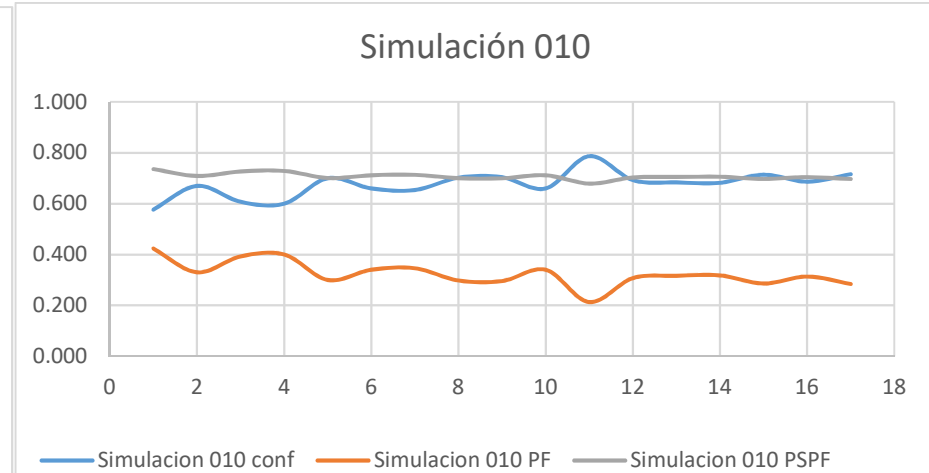
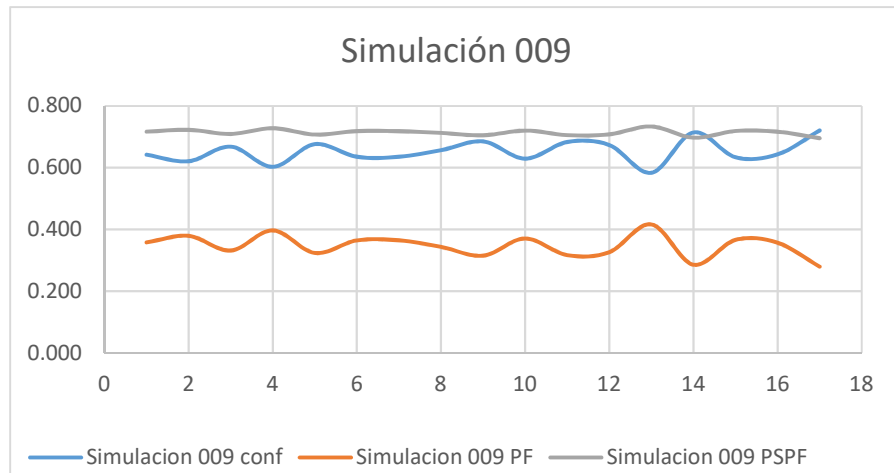


Simulación 007



Simulación 008





Fuente: Elaboración Propia

ANEXO 14: Resultados del Índice de Criticidad

			2014		2015		2016		2018
			ICR_Prog	ICR_Ejec	ICR_Prog	ICR_Ejec	ICR_Prog	ICR_Ejec	ICR
Transportadora de Gas del Perú									
1	· STD-GN/LGN - Selva	5	0.1833	0.1833	0.2167	0.2833	0.2667	0.3167	0.4500
2	· STD-GN/LGN – Sierra	5	0.1833	0.1833	0.2167	0.2500	0.2667	0.3000	0.3167
3	· STD-GN/LGN - Costa	7	0.1310	0.1905	0.1905	0.1786	0.2024	0.2619	0.3333
Perú LNG									
4	· Ducto Principal – Sierra	4	0.2292	0.1458	0.2500	0.1875	0.2500	0.2917	0.3125
5	· Ducto Principal - Costa	3	0.2778	0.1944	0.3333	0.3056	0.3333	0.4444	0.2778
6	· Ducto de Uso Propio	1	0.1667	0.0833	0.3333	0.0833	0.3333	0.0833	0.3333
Pluspetrol Perú Corporación									
7	· Flowline San Martin	1	0.4167	0.4167	0.4167	0.3333	0.4167	0.3333	0.4167
8	· Flowline Cashiriari	1	0.4167	0.4167	0.4167	0.5833	0.4167	0.5833	0.4167
9	· Flowline Mipaya – Pagoreni B	1	0.4167	0.4167	0.4167	0.6667	0.4167	0.5833	0.5000
10	· Flowline Pagoreni B – Pagoreni A - Malvinas	1	0.4167	0.4167	0.4167	0.5833	0.4167	0.5000	0.4167
11	· Ducto Principal Humay - Lobería	1	0.2500	0.3333	0.2500	0.2500	0.2500	0.3333	0.3333
Repsol Exploración Perú									
12	· Flowline – Kinteroni – Nuevo Mundo	1	0.3333	0.3333	0.5000	0.4167	0.5000	0.3333	0.5000
13	· Flowline – Pagoreni A - Malvinas	1	0.3333	0.3333	0.5000	0.4167	0.5000	0.3333	0.3333
Aguaytia Energy									
14	· Flowlines Lote 31-C	1	0.3333	0.4167	0.2500	0.3333	0.2500	0.5833	0.4167
15	· Tramo Planta de Gas - Neshuya	1	0.4167	0.5833	0.3333	0.2500	0.4167	0.5000	0.3333
16	· Tramo Neshuya – Planta Fraccionamiento	2	0.1667	0.2083	0.1667	0.2500	0.2500	0.1667	0.3750
17	· Tramo Neshuya - CTA	1	0.4167	0.4167	0.2500	0.2500	0.5000	0.2500	0.3333

Fuente: Elaboración Propia

ANEXO 15: Resultados del Índice de Probabilidad de Falla y Confiabilidad

			2014		2015		2016		2018		
			R_Ejec	PF_2014	R_Ejec	PF_2015	R_Ejec	PF_2016	R_2018	PF_2018	
Transportadora de Gas del Perú			Segmentos								
1	·	STD-GN/LGN - Selva	5	0.7350	0.2650	0.6097	0.3903	0.5706	0.4294	0.4267	0.5733
2	·	STD-GN/LGN – Sierra	5	0.7350	0.2650	0.6501	0.3499	0.5900	0.4100	0.5706	0.4294
3	·	STD-GN/LGN - Costa	7	0.7256	0.2744	0.7413	0.2587	0.6355	0.3645	0.5516	0.4484
Perú LNG											
4	·	Ducto Principal – Sierra	4	0.7853	0.2147	0.7295	0.2705	0.5998	0.4002	0.5754	0.4246
5	·	Ducto Principal - Costa	3	0.7205	0.2795	0.5835	0.4165	0.4324	0.5676	0.6163	0.3837
6	·	Ducto de Uso Propio	1	0.8735	0.1265	0.8735	0.1265	0.8735	0.1265	0.5516	0.4484
Pluspetrol Perú Corporación											
7	·	Flowline San Martin	1	0.4609	0.5391	0.5516	0.4484	0.5516	0.4484	0.4609	0.5391
8	·	Flowline Cashiriari	1	0.4609	0.5391	0.3008	0.6992	0.3008	0.6992	0.4609	0.5391
9	·	Flowline Mipaya – Pagoreni B	1	0.4609	0.5391	0.2302	0.7698	0.3008	0.6992	0.3775	0.6225
10	·	Flowline Pagoreni B – Pagoreni A - Malvinas	1	0.4609	0.5391	0.3008	0.6992	0.3775	0.6225	0.4609	0.5391
11	·	Ducto Principal Humay - Lobería	1	0.5516	0.4484	0.6501	0.3499	0.5516	0.4484	0.5516	0.4484
Repsol Exploración Perú											
12	·	Flowline – Kinteroni – Nuevo Mundo	1	0.5516	0.4484	0.4609	0.5391	0.5516	0.4484	0.3775	0.6225
13	·	Flowline – Pagoreni A - Malvinas	1	0.5516	0.4484	0.4609	0.5391	0.5516	0.4484	0.5516	0.4484
Aguaytia Energy											
14	·	Flowlines Lote 31-C	1	0.4609	0.5391	0.5516	0.4484	0.3008	0.6992	0.4609	0.5391
15	·	Tramo Planta de Gas - Neshuya	1	0.3008	0.6992	0.6501	0.3499	0.3775	0.6225	0.5516	0.4484
16	·	Tramo Neshuya – Planta Fraccionamiento	2	0.7025	0.2975	0.6501	0.3499	0.7571	0.2429	0.5053	0.4947
17	·	Tramo Neshuya - CTA	1	0.4609	0.5391	0.6501	0.3499	0.6501	0.3499	0.5516	0.4484

Fuente: Elaboración Propia