

ANÁLISIS COMPARATIVO DE COSTOS ENTRE MANTENIMIENTO 1

Análisis Comparativo de Costos entre Mantenimiento Preventivo y Mantenimiento Centrado
en la Confiabilidad (RCM) en la Estación City Gate Patillales de Gases del Oriente S.A.

E.S.P

Guillermo Alfredo Martheyn Lizarazo

Trabajo de Grado para Optar al Título de Especialista en Gerencia de Mantenimiento

Director

Adrián Gerardo Rosas Torres

Especialista en gerencia de manteamiento

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingenierías Fisicomecánicas

Escuela de Ingeniería Mecánica

Especialización en Gerencia de Mantenimiento

Bucaramanga

2025

Tabla de Contenido

Introducción	14
1. Objetivos	16
1.1. Objetivos Específicos.....	16
2. Marco normativo.....	17
3. Plan preventivo actual estación City Gate Patillales.....	18
3.1. Taxonomía actual de equipos: estructura y análisis de falencias.....	19
3.1.1. Evidencia de la estructura actual.....	21
3.1.2. Falencias principales de la taxonomía actual.....	22
3.1.3. Impacto operativo de las falencias.....	23
3.2. Plan de mantenimiento actual de equipos: estructura y análisis de falencias. .	24
3.2.1. Composición del plan preventivo actual.....	25
3.2.2. Actividades correctivas (2024-2025).....	25
3.2.3. Falencias del plan a la luz de los correctivos.....	27
3.2.4. Resultados de la encuesta aplicada al personal técnico	28
3.3. Análisis de gastos asociados al mantenimiento	33
4. Propuesta de manteniendo basado en confiabilidad (RCM).....	38
4.1. Taxonomía propuesta para RCM.....	39
4.1.1. Estructura optada para la jerarquía.....	40
4.1.2. Codificación de equipos padre.....	41
4.1.3. Codificación de quipos hijo	42
4.1.4. Codificación de componentes	43

ANÁLISIS COMPARATIVO DE COSTOS ENTRE MANTENIMIENTO 3

4.2.	Determinación de equipos críticos.....	46
4.2.1.	Resultado de análisis de equipos críticos.....	48
4.3.	Plan de mantenimiento RCM.....	51
4.3.1.	Definición de funciones, fallas funcionales y modos de falla equipos críticos 52	
4.3.2.	Actividades de mantenimiento equipos semicriticos.....	63
4.3.3.	Actividades de mantenimiento equipos semicriticos.....	71
5.	Comparativo técnico y de costos	72
5.1.	Costos actuales y costos propuestos	74
5.1.1.	Costos mantenimiento de regulación.....	74
5.1.2.	Costos de mantenimiento de la medición.....	77
5.1.3.	Costos de mantenimiento del sistema de filtración.....	79
5.1.4.	Costos de mantenimiento del sistema de actuador.....	81
5.1.5.	Costos de mantenimiento del sistema odorizador.....	82
5.1.6.	Costos de mantenimiento de sensores primarios.....	83
5.1.7.	Costos de mantenimiento sistema electrocorrector.....	84
5.1.8.	Costos de mantenimiento del tablero eléctrico.....	85
5.2.	Comparativa técnica.....	86
6.	Conclusiones	86
7.	Referencias bibliográficas.....	87
8.	Referencias normativas.....	90

Lista de Tablas

Tabla 1	Taxonomía actual.....	20
Tabla 2	Desglose de actividades por sistema.....	25
Tabla 3	Comparativo entre plan preventivo y actividades correctivas	27
Tabla 4	Codificación sistemas Estación City Gate Patillales	39
Tabla 5	Códigos equipos padre.....	42
Tabla 6	Codificación de equipos hijos.....	43
Tabla 7	Codificación de componentes	44
Tabla 8	Equipos críticos estación Patillales.....	49
Tabla 9	Equipos semicríticos	50
Tabla 10	Modos de Falla válvula axial de alta monitora.....	53
Tabla 11	Modos de Falla medidores tipo turbina.	59
Tabla 12	Modos de falla de actuador.....	64
Tabla 13	Modos de falla filtro coalescente	66
Tabla 14	Modos de falla línea de gas.....	67
Tabla 15	Modos de falla línea de odorante.....	68
Tabla 16	Modos de falla sistema electrocorrector, sensores primarios	70
Tabla 17	Modos de falla electrocorrector, tarjetas y módulos.....	70
Tabla 18	Modos de falla tablero eléctrico.....	71
Tabla 19	Costos de actividad anual mantenimiento válvula reguladora de baja	74
Tabla 20	Costos de actividad anual mantenimiento válvula reguladora de alta	74
Tabla 21	Costos de mantenimiento semestral válvula reguladora de baja y alta.....	75
Tabla 22	Resultado de los costos esperados	76
Tabla 23	Costo de mantenimiento de cada medidor	78
Tabla 24	Costo de mantenimiento correctivo ejecutado por daño de odómetro.....	78

ANÁLISIS COMPARATIVO DE COSTOS ENTRE MANTENIMIENTO 5

Tabla 25 Actividad de cambio de elementos filtrante semestral	79
Tabla 26 Costo de drenaje del filtro anual	80
Tabla 27 Costos de mantenimiento preventivo sistema WOS.....	82
Tabla 28 Costos de actividades para los elementos de medición por brazo de medición.	83
Tabla 29 Costo de falla del sistema electrocorrector	84
Tabla 30 Costo de falla del sistema eléctrico.....	85

Lista de Figuras

Figura 1 Resultado de sistema afectado.....	29
Figura 2 Resultado componente critico	30
Figura 3 Resultado frecuencia de fallas	31
Figura 4 Resultado impacto operativo	32
Figura 5 Resultado causas percibidas	32
Figura 6 Comparativa gastos preventivos vs correctivos	34
Figura 7 Relación porcentual de gastos por sistema 2023.....	36
Figura 8 Relación porcentual de gastos por sistema 2024.....	37
Figura 9 Relación porcentual de gastos por sistema 2025.....	38
Figura 10 Taxonomía componentes.....	46
Figura 11 Formula de cálculo de costos de mantenimientos basados en confiabilidad	73
Figura 12 Ecuación cálculo de presupuesto anual RCM.....	75
Figura 13 Cálculo de costo esperado para la regulación	76
Figura 14 Cálculo de ahorro de acuerdo con metodología CMR	76
Figura 15 Cálculo de costo para el cambio del elemento filtrante.....	79

Lista de Apéndices

Los apéndices están adjuntos y se pueden descargar en el Repositorio Institucional.

Apéndice A. Taxonomía Patillales Infomante

Apéndice B. Taxonomía propuesta

Apéndice C. CAT_METREG_TURBINA_MTM

Apéndice D MTM_Manual_ES_INLINE_V1.1

Apéndice E. AMCO-AFV

Apéndice F. Axial Flow

Apéndice G. MC_001

Apéndice H. MC_002

Apéndice I. MC_003

Apéndice J. MC_004

Apéndice K WOS

Apéndice L Formulario Frecuencia de fallas estación Patillales

Glosario

Activos críticos: equipos o sistemas cuya falla genera un impacto significativo en la seguridad, confiabilidad, continuidad del servicio o cumplimiento normativo. En Patillales, se identificaron como críticos los **pilotos, reguladores y válvulas principales**.

Análisis Causa Raíz (RCA): herramienta para identificar la causa fundamental de fallas recurrentes. En esta monografía, se empleó para analizar problemas de condensados y contraflujo en el sistema de regulación.

City Gate: estación de transferencia donde el gas natural pasa del sistema de transporte al de distribución. En ella se realizan procesos de **filtración, regulación, medición, odorización y control**.

Condensados: acumulación de líquidos en las líneas neumáticas o de gas que afecta el desempeño de pilotos y reguladores, siendo una de las principales causas de fallas recurrentes detectadas en Patillales.

Confiabilidad: probabilidad de que un equipo o sistema cumpla su función durante un período definido bajo condiciones específicas. En este trabajo, la confiabilidad se evalúa como indicador clave en la estrategia RCM.

Contraflujo: flujo inverso de gas proveniente del gasoducto aguas abajo que interfiere con el proceso de regulación. En Patillales, se solucionó mediante la instalación de una **válvula check** en la entrada de la estación.

Disponibilidad: porcentaje de tiempo en el que un equipo o sistema está en condiciones de operar. Es un KPI fundamental en la evaluación de estrategias de mantenimiento.

Estación City Gate Patillales: caso de estudio central de esta monografía, donde se identificó que el sistema de regulación es el subsistema con mayor frecuencia de fallas (91%), afectando la continuidad y eficiencia operativa.

Falla funcional: situación en la que un equipo deja de cumplir con la función para la que fue diseñado. Ejemplo: un piloto que no regula la presión adecuadamente por presencia de condensados.

FMEA (Failure Modes and Effects Analysis): herramienta metodológica utilizada para identificar modos de falla, analizar sus efectos y priorizarlos mediante el cálculo del **RPN**. Fue la base para diseñar el plan RCM en Patillales.

FMECA (Failure Modes, Effects and Criticality Analysis): versión extendida del FMEA que agrega el análisis de criticidad para priorizar intervenciones.

Filtros coalescentes: componentes diseñados para eliminar partículas y humedad del gas. En Patillales, se descubrió que se usaban filtros con especificaciones incorrectas, lo que permitía el paso de condensados y afectaba los pilotos.

Impacto operativo: nivel de afectación de una falla en la operación. En los resultados de las encuestas, el 91% de las fallas tuvo un **impacto medio**, afectando parcialmente la continuidad del servicio.

ISO 14224: norma internacional utilizada como referencia para definir la **taxonomía de equipos**, clasificar sistemas y registrar datos de mantenimiento.

KPI (Key Performance Indicator): indicadores clave para evaluar el desempeño de la gestión de mantenimiento, como **MTBF**, **MTTR**, disponibilidad y confiabilidad.

Línea de gas piloto: línea de baja presión que suministra gas para operar los reguladores y pilotos del sistema de control neumático.

Mantenimiento correctivo: estrategia de reparación después de que ocurre una falla. En Patillales, históricamente se manejó sin registros confiables, lo que dificultó el análisis de tendencias.

Mantenimiento preventivo: estrategia basada en intervenciones periódicas para evitar fallas. En este estudio se comparó con el plan RCM en términos de costos y efectividad.

Mantenimiento predictivo: estrategia basada en el monitoreo de condiciones operativas, permitiendo anticipar fallas antes de que ocurran. Es una parte esencial de la propuesta RCM para Patillales.

MTBF (Mean Time Between Failures): tiempo promedio entre fallas sucesivas, utilizado para medir la confiabilidad del sistema.

MTTR (Mean Time To Repair): tiempo promedio requerido para reparar un equipo y devolverlo a operación.

Odorización: proceso de agregar compuestos al gas natural para detectar fugas por olor. En Patillales, este subsistema no presentó fallas relevantes durante el periodo de análisis.

Pilotos y reguladores: componentes críticos del sistema de regulación que controlan la presión de gas. Identificados como los principales responsables de las fallas recurrentes (91% de los reportes).

Plan de mantenimiento: documento que define actividades, frecuencias y recursos necesarios para mantener los equipos. En esta monografía, se propone un plan basado en confiabilidad para optimizar costos y desempeño.

RCM (Reliability Centered Maintenance): estrategia de mantenimiento basada en la confiabilidad, cuyo objetivo es preservar las funciones críticas mediante la selección óptima de tareas.

Sistema de regulación: subsistema encargado de ajustar la presión y el flujo del gas en la estación. En Patillales, concentra la mayor cantidad de fallas y es el foco de la propuesta RCM.

Taxonomía de equipos: clasificación jerárquica de sistemas, subsistemas y componentes utilizada para organizar y analizar datos de mantenimiento.

TPM (Total Productive Maintenance): estrategia integral de mejora continua en mantenimiento, que involucra a todo el personal de la organización.

Válvula actuada: válvula controlada automáticamente mediante actuadores neumáticos o eléctricos, utilizada para seccionamiento y control remoto.

Válvula check (de retención): componente que permite el flujo en una sola dirección, evitando el contraflujo en el gasoducto, como el implementado en Patillales.

Resumen

El presente trabajo analiza y compara los costos asociados a dos estrategias de mantenimiento aplicadas en la Estación City Gate Patillales, operada por Gases del Oriente S.A. E.S.P.: el mantenimiento preventivo tradicional y el Mantenimiento Centrado en la Confiabilidad (RCM). A través de la recopilación y análisis de datos históricos, encuestas al personal técnico y la aplicación de herramientas como FMEA y FMECA bajo los lineamientos de la norma ISO 14224, se identificaron los sistemas y equipos críticos, siendo el sistema de regulación el de mayor incidencia en fallas, responsables del 91% de los reportes. Se evidenció que la estrategia preventiva actual genera sobremantenimiento en equipos de baja criticidad y submantenimiento en activos críticos, lo que repercute en costos elevados y baja confiabilidad operativa. La propuesta basada en RCM permitió diseñar un plan enfocado en la causa raíz de las fallas, priorizando intervenciones, optimizando recursos y fortaleciendo la trazabilidad de datos mediante una taxonomía estandarizada. Los resultados muestran una reducción estimada de costos cercana al 40%, con mejoras significativas en la disponibilidad y continuidad del servicio, cumpliendo con normativas nacionales como la NTC 3728 y el RETIE. Este estudio ofrece un modelo replicable para otras estaciones de la compañía, contribuyendo a una gestión de mantenimiento estratégica, segura y alineada con las mejores prácticas internacionales.

Palabras clave: Mantenimiento centrado en la confiabilidad, RCM, FMEA, estaciones City Gate, gas natural, optimización de costos.

Abstrac

This research analyzes and compares the costs associated with two maintenance strategies applied at the City Gate Patillales Station, operated by Gases del Oriente S.A. E.S.P.: traditional preventive maintenance and Reliability-Centered Maintenance (RCM). Through the collection and analysis of historical data, surveys with technical staff, and the use of tools such as FMEA and FMECA under the ISO 14224 guidelines, critical systems and equipment were identified, with the regulation system having the highest incidence of failures, responsible for 91% of reports. The current preventive strategy was found to generate over-maintenance on low-criticality equipment and under-maintenance on critical assets, leading to high costs and low operational reliability. The proposed RCM-based strategy focuses on root cause failure analysis, prioritizing interventions, optimizing resources, and improving data traceability through a standardized taxonomy. Results demonstrate an estimated cost reduction of around 40%, with significant improvements in service availability and continuity, while complying with national standards such as NTC 3728 and RETIE. This study provides a replicable model for other company stations, fostering a strategic, safe, and internationally aligned maintenance management approach.

Keywords: Reliability-Centered Maintenance, RCM, FMEA, City Gate stations, natural gas, cost optimization.

Introducción

El sector de distribución de gas natural en Colombia enfrenta retos críticos para garantizar un suministro continuo, seguro y eficiente. Las estaciones tipo City Gate desempeñan un papel estratégico, ya que en ellas se realizan procesos vitales como filtración, regulación de presión, medición y odorización del gas (Nourian, 2019). En la Estación City Gate Patillales, operada por Gases del Oriente S.A. E.S.P., el sistema de regulación ha presentado la mayoría de incidentes, principalmente asociados con fallas recurrentes en pilotos y reguladores, responsables del 91% de los reportes (Geisbush y Ariaratnam, 2023).

Durante la investigación emerge la influencia de factores operativos no considerados, como la acumulación de condensados debido al uso de filtros inadecuados y la presencia de contraflujo generado por diferencias de presión aguas abajo, afectando la estabilidad de los procesos de regulación (SP AusNet, 2011). Para mitigar estos fenómenos, se implementaron correctivos técnicos específicos, tales como la instalación de válvulas check y la sustitución de filtros, acompañados de un plan de seguimiento para evaluar su efectividad (Fractal, 2023).

Tradicionalmente, la Estación aplicaba mantenimiento preventivo estándar basado en recomendaciones de fabricantes, lo que derivaba en sobre-revisión o abandono de puntos críticos, evidenciando la necesidad de un enfoque más estratégico (Peñañiel, 2021). Es así como se propone la adopción del Mantenimiento Centrado en la Confiabilidad (RCM), metodología que optimiza la asignación de recursos mediante el análisis de modos de falla y sus riesgos, usando herramientas como FMEA para priorizar intervenciones (Melendres Quispe, 2019; Moubay, s.f.). El presente estudio compara la eficiencia y costos entre los planes tradicionales y basados en RCM en la Estación Patillales, evaluando indicadores clave como confiabilidad, disponibilidad e impacto operativo, con miras a demostrar mejoras significativas en seguridad, continuidad del servicio y reducción de costos (Duque-Suarez, 2024). Los resultados aportarán un modelo replicable en otras estaciones de Gases del Oriente, fortaleciendo la gestión de

mantenimiento bajo estándares internacionales y mejores prácticas de la industria del gas natural (IFC, 2007).

1. Objetivos

Evaluar la viabilidad técnica y económica de implementar RCM en la estación Patillales de Gases del Oriente S.A. E.S.P.

1.1.Objetivos Específicos

Describir el plan de mantenimiento preventivo actual de la estación City Gate Patillales, a partir del análisis de registros históricos y manuales de operación, mediante revisión documental, con el fin de identificar las prácticas vigentes y su impacto en la gestión de costos.

Diseñar una propuesta de mantenimiento basado en confiabilidad (RCM), utilizando la metodología FMECA y criterios de la norma ISO 14224, mediante la evaluación funcional de los activos críticos, para optimizar las actividades de mantenimiento y reducir fallas

Cuantificar y comparar los costos asociados al mantenimiento preventivo y al RCM, con base en los datos históricos y las proyecciones estimadas, a través de un análisis económico comparativo, para determinar la viabilidad técnica y económica de la transición de modelo.

2. Marco normativo

El presente proyecto se desarrolla en el contexto del sector de distribución de gas natural en Colombia, el cual se encuentra regulado por un conjunto de leyes, decretos, resoluciones y normas técnicas que buscan garantizar la seguridad, la calidad del servicio y la protección de los usuarios, así como la sostenibilidad ambiental y la confiabilidad de las operaciones.

La Estación City Gate Patillales, como infraestructura crítica, debe cumplir con estas disposiciones, que también impactan la planeación y ejecución de actividades de mantenimiento, tanto preventivas como correctivas, y en especial, aquellas orientadas por metodologías modernas como el Mantenimiento Centrado en la Confiabilidad (RCM).

Artículo 365 y 366: establecen que los servicios públicos son inherentes a la finalidad social del Estado, y que su prestación debe ser eficiente, continua y de calidad.

Ley 142 de 1994 – Ley de Servicios Públicos Domiciliarios: regula la prestación de servicios públicos, incluido el gas combustible.

Art. 1: Derecho a la prestación eficiente de los servicios públicos.

Art. 9: Responsabilidad de las empresas en cuanto a calidad, continuidad y seguridad.

Art. 73-74: Funciones de la Superintendencia de Servicios Públicos en la vigilancia y control de las empresas de gas.

NTC 3728 – Sistemas de distribución de gas combustible:

Norma técnica colombiana que establece los requisitos mínimos de diseño, construcción, operación y mantenimiento de redes y estaciones de gas natural.

Sección 6: Requisitos para sistemas de regulación y medición.

Sección 9: Mantenimiento preventivo y correctivo.

Es la base técnica para definir los planes de mantenimiento en la estación Patillales.

RETIE (Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas):

Aplica a los sistemas eléctricos y de puesta a tierra en estaciones de gas, garantizando seguridad de operación y cumplimiento para certificación.

Reglamento Técnico de Gas Combustible (Resolución CREG 067 de 1995 y actualizaciones):

Define los lineamientos para la prestación segura y eficiente del servicio de gas combustible en Colombia.

3. Plan preventivo actual estación City Gate Patillales

El mantenimiento en sistemas de distribución de gas natural tiene como propósito principal garantizar la continuidad del servicio, la seguridad operacional y la optimización de costos, cumpliendo con normativas nacionales como la NTC 3728, el RETIE y la regulación técnica establecida por la CREG (Comisión de Regulación de Energía y Gas). Las estaciones tipo City Gate, como la de Patillales, desempeñan un rol estratégico en la red, al realizar procesos críticos como filtración, regulación, medición y odorización, lo que las convierte en puntos de alta criticidad para la empresa y la comunidad usuaria (Rivera & Cuenca, 2025).

En la Estación City Gate Patillales, el mantenimiento se ha gestionado históricamente bajo un esquema preventivo tradicional, basado principalmente en intervalos de tiempo fijos y recomendaciones de los fabricantes de los equipos. Este modelo tiene como objetivo reducir la ocurrencia de fallas mediante intervenciones programadas, sin un análisis profundo de criticidad ni de confiabilidad. Según Asiyai y Rahman (2025), este tipo de estrategias, aunque útiles para garantizar la operación básica, tienden a generar sobremantenimiento en equipos de baja criticidad y submantenimiento en equipos críticos, afectando tanto la eficiencia operativa como el control de costos.

Sin embargo, la información histórica sobre los mantenimientos realizados presenta vacíos debido a la falta de registros detallados en años anteriores, lo que ha limitado la

posibilidad de realizar análisis estadísticos y proyecciones confiables. Esta situación coincide con hallazgos de Rivera y Cuenca (2025), quienes señalan que en gran parte de Latinoamérica la ausencia de datos históricos estructurados es uno de los principales desafíos para migrar hacia estrategias de mantenimiento basadas en confiabilidad.

3.1. Taxonomía actual de equipos: estructura y análisis de falencias.

La taxonomía de equipos es el elemento fundamental para organizar la información de activos en cualquier sistema de gestión de mantenimiento. De acuerdo con la ISO 14224, la taxonomía debe estructurarse en diferentes niveles jerárquicos que permitan identificar desde el sistema completo hasta los componentes individuales, facilitando la trazabilidad de fallas, la planeación de intervenciones y el cálculo de indicadores como confiabilidad, disponibilidad y costos totales (Sharma & Kumar, 2023).

En la Estación City Gate Patillales, la taxonomía vigente se encuentra en una etapa inicial de desarrollo. Los equipos están identificados mediante códigos alfanuméricos que distinguen los sistemas principales, como regulación, filtración, medición y odorización, así como algunos equipos específicos como válvulas, filtros y medidores. Sin embargo, la estructura actual solo alcanza tres niveles:

- Nivel 1: Estación general (GD-CGPAT).
- Nivel 2: Sistemas principales, por ejemplo, CGPAT-RS (regulación), CGPAT-FS (filtración), CGPAT-MS (medición).
- Nivel 3: Equipos específicos, como CGPAT-RS-AFV001 (válvula axial de flujo 4" x 600 trabajadora).

Esta jerarquía básica no cumple con las recomendaciones internacionales, que sugieren al menos cinco niveles para desglosar conjuntos y componentes, lo que dificulta la identificación precisa de fallas y la asignación de costos (Gómez, 2022; Khan & Liu, 2022).

Tabla 1
Taxonomía actual

Código	Descripción	Código Equipo Padre	Código Sistema	Procesos	Ubicación
CGPAT-ELCS	SISTEMA ELECTROCORRECTOR PATILLALES			ELC	ESTACION CITY GATE PATILLALES ELECTROCORRECTOR
CGPAT-FS	SISTEMA FILTRACION PATILLALES			FIN	ESTACION CITY GATE PATILLALES FILTRACION
CGPAT-FS-BV002	VALVULA DE BOLA ENTRADA FILTRO 4 ANSI 600			FIN	FILTRACION CG PATILLALES
CGPAT-FS-BV003	VALVULA DE BOLA SALIDA DE FILTRO 4 ANSI 600			FIN	FILTRACION CG PATILLALES
CGPAT-FS-BV004	VALVULA DE BOLA BYPASS DE FILTRO 4 ANSI 600			FIN	FILTRACION CG PATILLALES
CGPAT-FS-FC001	FILTRO COALESCENTE			FIN	ESTACION CITY GATE PATILLALES FILTRACION
CGPAT-MS	SISTEMA DE MEDICION PATILLALES			ME D	MEDICION CG PATILLALES
CGPAT-MS-MT001	MEDIDOR TURBINA G-400 4IN X 600			ME D	ESTACION CITY GATE PATILLALES MEDICION
CGPAT-MS-MT002	MEDIDOR TURBINA G-400 4IN X 300			ME D	ESTACION CITY GATE PATILLALES MEDICION
CGPAT-OS	SISTEMA ODORIZACION PATILLALES			OD R	ESTACION CITY GATE PATILLALES ODORIZACION
CGPAT-OS-TK001	TANQUE ODORANTE			OD R	ESTACION CITY GATE PATILLALES ODORIZACION
CGPAT-OS-WOS001	EQUIPO ODORIZADOR WOS			OD R	ESTACION CITY GATE PATILLALES ODORIZACION
CGPAT-PAS	SISTEMA ALVIO PATILLALES			ALV	ESTACION CITY GATE PATILLALES ALVIO
CGPAT-PAS-AFV001	VALVULA AXIAL FLUJO 3 IN X300 ALIVIO			RE G	ESTACION CITY GATE PATILLALES ALIVIO
CGPAT-RS	SISTEMA REGULACION PATILLALES			RE G	ESTACION CITY GATE PATILLALES REGULACION
CGPAT-RS-AFV001	VALVULA AXIAL FLUJO 4IN X 600 TRABAJADORA			RE G	ESTACION CITY GATE PATILLALES REGULACION
CGPAT-RS-AFV002	VALVULA AXIAL FLUJO 4 IN X600 MONITORA			RE G	ESTACION CITY GATE PATILLALES REGULACION
CGPAT-RS-AFV003	VALVULA AXIAL FLUJO 4 IN X300 TRABAJADORA			RE G	ESTACION CITY GATE PATILLALES REGULACION
CGPAT-RS-AFV004	VALVULA AXIAL FLUJO 4 IN X300 MONITORA			RE G	ESTACION CITY GATE PATILLALES REGULACION
CGPAT-SES	SISTEMA SEGURIDAD ENTRADA PATILLALES			SES	SEGURIDAD ENTRADA CG PATILLALES

CGPAT-SES-ACT001	ACTUADOR NEUMÁTICO 4IN ANSI600	SES	SEGURIDAD ENTRADA CG PATILLALES
CGPAT-SES-BV001	VALVULA DE BOLA ACTUADOR 4 ANSI 600	SES	SEGURIDAD ENTRADA CG PATILLALES
CGPAT-SPT	SISTEMA PUESTA TIERRA	EST	ESTACION CITY GATE PATILLALES ESTACION
CGPAT-TELS	SISTEMA TELEMETRIA PATILLALES	TEL	ESTACION CITY GATE PATILLALES TELEMETRIA
CGPAT-VER-RS-BEL001	REGULADOR BELGAS P627 VEREDA PAT	RE G	ESTACION CITY GATE PATILLALES VEREDA REGULACION
CGPAT-VER-RS-BEL002	REGULADOR BELGAS P627 VEREDA PAT	RE G	ESTACION CITY GATE PATILLALES VEREDA REGULACION
GD-CGPAT	ESTACION CITY GATE PATILLALES	EST	ESTACION CITY GATE PATILLALES

Nota. Información extraída de los repositorios de la empresa Gases del Oriente SA ESP

3.1.1. Evidencia de la estructura actual.

El inventario digital de Patillales incluye información relevante como:

- Código de equipo.
- Descripción.
- Proceso.
- Ubicación.

Por ejemplo:

- En el sistema de regulación (CGPAT-RS), se identifican válvulas axiales, reguladores y pilotos, pero no existe un desglose de sus componentes internos, como diafragmas, resortes o cámaras neumáticas.
- En el sistema de filtración, se reconoce el filtro coalescente (CGPAT-FS-FC001), pero no se diferencian elementos internos como cartuchos filtrantes
- El sistema de seguridad de entrada incluye el actuador neumático (CGPAT-SES-ACT001), pero sin detallar la relación con las válvulas asociadas ni su esquema de control.

Esto genera que fallas recurrentes, como las ocasionadas por condensados en líneas neumáticas, se registren de manera general sin asociarse a un componente específico, afectando el análisis FMEA y la priorización de tareas (Sharma & Kumar, 2023).

3.1.2. *Falencias principales de la taxonomía actual*

3.1.2.1. Jerarquización insuficiente. La taxonomía actual carece de niveles de detalle que permitan separar subsistemas y componentes individuales. Esta limitación impide:

- Diferenciar modos de falla dentro de un mismo equipo.
- Vincular costos de repuestos y mano de obra a elementos específicos.
- Implementar análisis predictivos basados en condición real.

“Sin una estructura taxonómica adecuada, los programas de mantenimiento tienden a centrarse en tareas genéricas, lo que limita la identificación precisa de riesgos y oportunidades de mejora” (Sharma & Kumar, 2023, p. 117).

3.1.2.2. Codificación inconsistente. Existen variaciones en el formato de los códigos, por ejemplo, CGPAT-FS-BV002 para válvulas de bola y CGPAT-RS-AFV001 para válvulas axiales, sin un patrón estandarizado.

Esto dificulta:

- La integración con software de gestión de mantenimiento.
- La automatización de reportes.
- La consolidación de datos para análisis estratégicos.

Al-Turki (2023) enfatiza que un sistema uniforme de codificación es esencial para la optimización de programas preventivos y la transición hacia modelos basados en confiabilidad.

3.1.2.3. Información incompleta para análisis FMEA. El FMEA requiere información precisa para identificar modos de falla y calcular el RPN (Risk Priority Number). Sin embargo, la falta de detalle en la taxonomía actual impide vincular fallas a componentes específicos.

Ejemplo:

- Los problemas por condensados en líneas neumáticas no están asociados al filtro incorrecto que los provoca.
- El fenómeno de contraflujo detectado en el gasoducto no puede vincularse a la válvula de retención instalada como medida correctiva.

Esto reduce la efectividad del análisis, coincidiendo con los hallazgos de Khan y Liu (2022), quienes destacan que la precisión de un FMEA depende directamente de la calidad de la taxonomía utilizada.

3.1.2.4. Desconexión con la gestión de costos. Aunque el inventario incluye campos como centros de costos y activos fijos, estos no están vinculados a un modelo analítico que permita calcular el costo total de propiedad (TCO) de cada equipo. Esto limita la capacidad de comparar objetivamente estrategias, como el plan preventivo tradicional frente a uno basado en confiabilidad, en términos de costos y beneficios (Asiyai & Rahman, 2025).

3.1.3. Impacto operativo de las falencias.

- Fallas recurrentes sin control específico: Los pilotos y reguladores, responsables del 91% de las fallas reportadas, no cuentan con registros detallados que permitan aislar causas raíz, como la presencia de condensados o el contraflujo aguas abajo.

- Plan preventivo poco eficiente: Las actividades se programan con base en el calendario, sin priorización por criticidad, lo que genera sobremantenimiento en equipos no críticos y submantenimiento en los de mayor impacto.
- Limitaciones para decisiones estratégicas: La falta de información precisa impide justificar inversiones en rediseños o actualizaciones tecnológicas con datos cuantitativos confiables.

Estos hallazgos coinciden con el estudio de Rivera y Cuenca (2025), quienes concluyen que la falta de estructuras taxonómicas sólidas es uno de los principales obstáculos para la modernización de la gestión de mantenimiento en América Latina.

La taxonomía actual de la Estación City Gate Patillales constituye un punto de partida básico, pero presenta falencias críticas que afectan la trazabilidad de fallas, la optimización de costos y la efectividad del plan preventivo. Para avanzar hacia un modelo basado en confiabilidad, será necesario implementar una estructura jerárquica más detallada y estandarizada, alineada con la ISO 14224 y las mejores prácticas internacionales.

3.2. Plan de mantenimiento actual de equipos: estructura y análisis de falencias.

El plan preventivo vigente para la Estación City Gate Patillales se estructura bajo un esquema calendarizado (mensual, semestral, anual y quinquenal) que cubre los procesos críticos de filtración, regulación, medición, odorización, telemetría, seguridad y tareas locativas. Este enfoque garantiza un nivel básico de continuidad y cumplimiento regulatorio (RETIE, NTC 3728, NTC 6167); sin embargo, al no incorporar de forma sistemática la criticidad, la condición real ni la retroalimentación de fallas, tiende a generar sobremantenimiento en activos de baja exposición y submantenimiento en equipos críticos (Asiyai & Rahman, 2025; Sharma & Kumar, 2023).

La literatura recomienda que los planes preventivos evolucionen hacia programas basados en confiabilidad y datos, apoyándose en taxonomías detalladas (ISO 14224),

trazabilidad de fallas y ajustes de frecuencia guiados por comportamiento histórico (Gómez, 2022; Al-Turki, 2023).

3.2.1. Composición del plan preventivo actual

Cobertura por sistema (41 actividades programadas):

Tabla 2
Desglose de actividades por sistema

Sistema	Nº de actividades	Ejemplos de tareas
Regulación	14	inspección AFV 3”-4”; mantenimiento semestral de pilotos; verificación actuadora de seguridad
Medición	9	calibración G-400 4”x600 y 4”x300; SST trimestral; lubricación elemento primario
Filtración	3	drenaje mensual; mantenimiento coalescente semestral
Odorización	5	verificación WOS trimestral; reposición de odorante; medición de espesores (5 años)
Telemetría	1	mantenimiento anual RTU/transductores/firmware
Seguridad	1	mantenimiento anual actuador neumático 4” ANSI 600
Locativo y apoyo	8	inspecciones locativas, corrosión, aseo, fugas

Nota. Información extraída de los repositorios de la empresa Gases del Oriente SA ESP

Frecuencia predominante: anual (41%) y semestral (39%); mensual (7%) y quinquenal (3%).

Las frecuencias actuales provienen de prácticas históricas y recomendaciones de fabricantes; la literatura aconseja ajustarlas con datos de desempeño (Gómez, 2022) y, cuando aplica, con análisis de Weibull (Al-Turki, 2023).

3.2.2. Actividades correctivas (2024-2025)

El análisis de OTs ejecutadas en 2024–2025 evidencia patrones repetitivos que sirven de espejo del plan:

Regulación (mayor concentración de correctivos)

ANÁLISIS COMPARATIVO DE COSTOS ENTRE MANTENIMIENTO 26

- Pilotos y AFV: repetidos cambios de kit (diafragmas, o-rings, mangas y microfiltros del bloque de control) en AFV 4" x 600 (trabajadora/monitora), AFV 4" x 300 y AFV 3" x 300 (alivio).
- Eventos de “venteo de la regulación” y reportes de “mal estado del kit” en la trabajadora.
- Reguladores Belgas P627 (vereda): corrección de fugas (monitor), manómetros partidos/descalibrados y cambio de kit.

Filtración

- Filtro coalescente: OTs por elemento saturado, casos de “no había filtros” y fugas en válvula de drenaje del separador.
- Relación directa con condensados en líneas neumáticas reportados por técnicos, que degradan la respuesta de pilotos.

Odorización

- Bomba/valvulería WOS: fugas y lubricación frecuente; verificación de presión de control.
- Tanque: OTs de reposición de odorante por bajo nivel.

Locativo/estación

- Fugas en tapón de trampa/valvulería y instalación de kit dieléctrico 4"x300 (no previsto en el plan maestro).

En estaciones City Gate, la combinación contaminante + transitorios de presión explica buena parte de los correctivos en regulación cuando las rutinas no están condicionadas a la carga real y al entorno (Sharma & Kumar, 2023; Rivera & Cuenca, 2025).

3.2.3. *Falencias del plan a la luz de los correctivos.*

- El plan no se ajusta tras evidencias de campo: Condensados en la línea afectando los pilotos por cartuchos incorrectos en el filtro; evidencia de fallas operativas por contraflujos debido a una mala ejecución de la descompresión aguas abajo del sistema, mitigado con una válvula check.
Resultado: repetición de correctivos en regulación y filtración. La literatura exige ciclos de mejora continua basados en datos (Gómez, 2022; Asiyai & Rahman, 2025).
- Frecuencias “de catálogo” no alineadas a exposición real: Mantenimientos independientes a las condiciones del servicio. Recomendación metodológica (sin aplicarla aún): definir frecuencias por comportamiento histórico y condición (Al-Turki, 2023).
- Foco en tarea genérica vs. control de causa: Se enfoca en el mantenimiento de los pilotos, pero no en la causa real de falla, como realizar mediciones en el delta de presión del filtro o condiciones de operación.
- Duplicidad/traslape de acciones: Actividades de inspección se traslapan con actividades programadas de cambio con frecuencias anuales y semestral.

Tabla 3

Comparativo entre plan preventivo y actividades correctivas

Sistema	Plan preventivo (qué ordena)	Correctivos (qué ocurrió 2024-2025)	Lectura técnica
Regulación	- Inspección anual de válvulas de flujo axial (AFV). - Mantenimiento semestral de pilotos de regulación.	- Repetidos cambios de kits de pilotos (diafragmas, o-rings, mangas, microfiltros). - Venteo del sistema por degradación de kits. - Fugas en reguladores monitor. - Manómetros rotos/descalibrados en estaciones vereda.	El plan no incluye control de condensados, verificación de válvula check ni pruebas de estanqueidad en bloques y accesorios. Las frecuencias uniformes no se ajustan a la severidad del servicio.
Filtración	- Drenaje mensual de condensados. - Cambio semestral de cartucho de filtro coalescente.	- OTs por elementos saturados sin recambio oportuno. - Reportes de “no había filtros” en inventario. - Fugas en válvula de drenaje del separador.	Falta un criterio delta de presión para definir recambio, gestión de inventario y verificación funcional de drenajes.

Odorización	- Verificación trimestral del sistema WOS. - Reposición de odorante según nivel.	- Fugas en valvulería y conexiones WOS. - OTs por bajo nivel de odorante.	Las inspecciones no incluyen pruebas funcionales dirigidas para detección temprana de fugas o fallos.
Medición / Telemetría / Seguridad	- Calibraciones anuales y pruebas SST trimestrales en medidores G-400. - Mantenimiento anual de sistema de telemetría y actuador neumático.	- Ejecuciones en general alineadas al plan, aunque se observaron traslapes entre OTs preventivas y correctivas.	El plan cumple normativas (NTC 6167), pero requiere optimización de programación para evitar redundancias.
Locativo / Estación	- Inspecciones locativas, corrosión, aseo e identificación de fugas.	- OTs emergentes por fugas en tapones de trampa y necesidad de kit dieléctrico 4"x300 no previsto en plan.	Eventos imprevistos que no están contemplados en el plan maestro ni en tareas de contingencia.

Nota. Información extraída de los repositorios de la empresa Gases del Oriente SA ESP

3.2.4. Resultados de la encuesta aplicada al personal técnico

Con el fin de complementar la información proveniente de los registros de mantenimiento preventivo y correctivo, se realizó una encuesta dirigida al personal técnico encargado de la operación y mantenimiento de la Estación City Gate Patillales. Este ejercicio buscó capturar la experiencia directa de los técnicos, quienes diariamente interactúan con los equipos y sistemas de la estación, aportando una perspectiva práctica que no siempre queda reflejada en los reportes formales.

La encuesta se diseñó con preguntas orientadas a identificar:

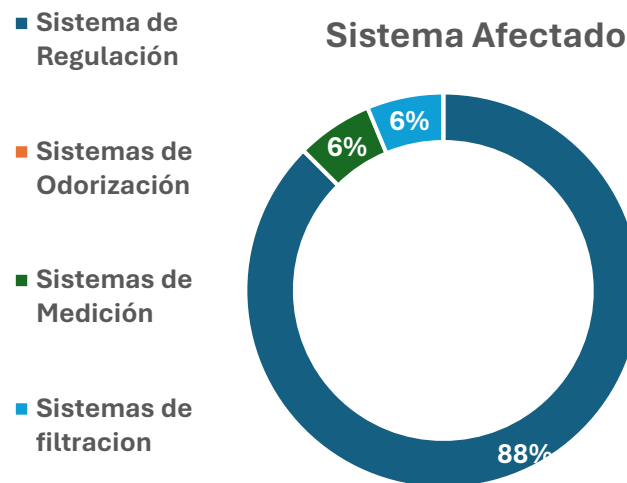
- Cuáles sistemas y equipos presentan mayor frecuencia de fallas.
- Qué componentes específicos son más susceptibles a problemas operativos.
- La frecuencia estimada de aparición de fallas.
- El impacto operativo que generan estos eventos.
- Las posibles causas de los problemas desde la percepción de los técnicos.

Esta información es clave para entender la realidad operativa, ya que permite validar y contrastar los datos históricos de órdenes de trabajo con la visión de quienes conocen de primera mano la condición de los activos. Tal enfoque se alinea con buenas prácticas de gestión de confiabilidad definidas por la norma ISO 14224, donde la retroalimentación del personal

operativo constituye una fuente primaria para la mejora continua en mantenimiento (Sharma & Kumar, 2023).

3.2.4.1. Sistema más afectado. Los resultados de la encuesta fueron contundentes: el sistema de regulación concentra la mayoría de las fallas reportadas, con un 93% de las respuestas, mientras que el sistema de filtración y medición aparecen en segundo lugar con apenas un 6%. No se reportaron fallas significativas en otros sistemas como filtración, odorización o telemetría

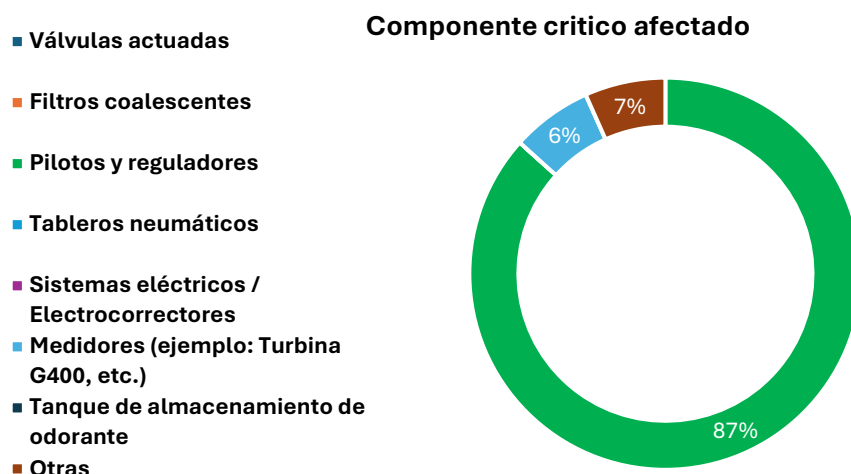
Figura 1
Resultado de sistema afectado



Este resultado confirma los hallazgos identificados durante la revisión de órdenes correctivas: la regulación es el punto más crítico del proceso y concentra los mayores desafíos para garantizar la confiabilidad y continuidad del servicio. Este hallazgo refleja una debilidad en el plan preventivo, el cual subestima la criticidad de la regulación al asignarle tareas genéricas y poco específicas.

3.2.4.2. Componente crítico más afectado. Dentro del sistema de regulación, se identificó que los pilotos y reguladores son los elementos con mayor tendencia a presentar fallas, siendo mencionados en el 87% de las respuestas. Estos componentes son clave para el control de presión y, por tanto, su falla afecta directamente la operación segura de la estación.

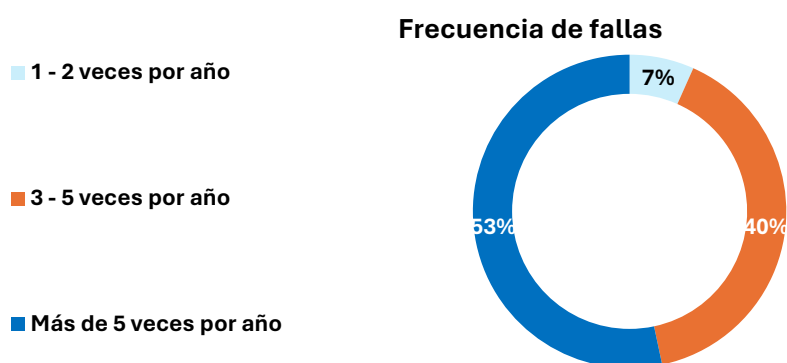
Figura 2
Resultado componente crítico



Los pilotos cumplen la función de regular el flujo de gas de manera precisa. Sin embargo, su diseño los hace vulnerables a condiciones adversas, como la presencia de condensados o impurezas en el gas, que generan bloqueos y fallas en la modulación. Esto coincide con los reportes de campo, donde los técnicos han identificado problemas recurrentes relacionados con venteo no controlado y variaciones bruscas de presión, lo cual compromete la estabilidad operativa de la estación.

3.2.4.3. Frecuencias de fallas reportadas: El 73% de los técnicos reportó que las fallas en el sistema de regulación ocurren más de cinco veces al año, lo que evidencia un alto nivel de reincidencia. Esta frecuencia es incompatible con los estándares de confiabilidad esperados en estaciones de transferencia, donde la continuidad del servicio debe mantenerse por encima del 99% (Rivera & Cuenca, 2025).

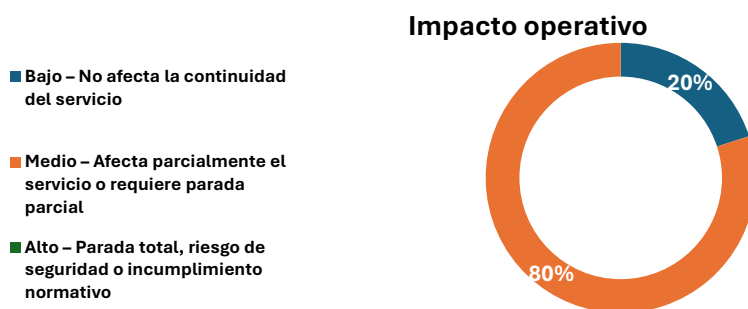
Figura 3
Resultado frecuencia de fallas



Estos datos confirman que el plan preventivo actual no está atacando la raíz de los problemas, sino que se limita a tareas rutinarias que no previenen la recurrencia.

3.2.4.4. Impacto operativo. El 80% de las fallas genera un impacto medio, es decir, obliga a reducir temporalmente la capacidad de la estación o a operar con redundancia, pero sin llegar a una parada total. Aunque esto ha evitado interrupciones mayores, estas fallas intermedias sí representan un riesgo operativo y financiero, además de una presión constante sobre el equipo técnico para dar respuesta inmediata.

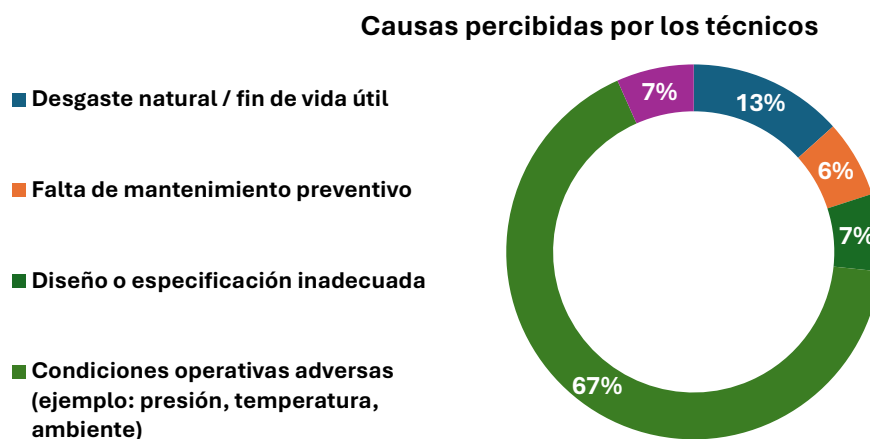
Figura 4
Resultado impacto operativo



3.2.4.5. Causas percibidas por los técnicos. La mayoría de los técnicos asocia los problemas a factores externos al plan preventivo, como:

- Presencia de condensados que interfieren con el funcionamiento de los pilotos.
- Contraflujo generado por presiones aguas abajo, que afecta la estabilidad del sistema.
- Variaciones operativas bruscas provenientes del gasoducto de entrada.

Figura 5
Resultado causas percibidas



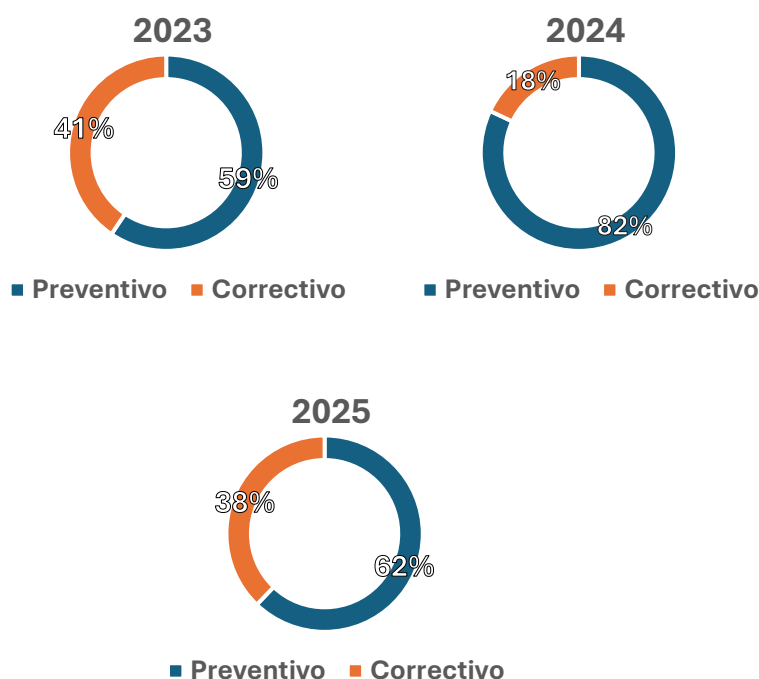
El análisis de la encuesta evidencia que el sistema de regulación, especialmente los pilotos, constituye el punto más crítico en términos de confiabilidad, ya que las fallas ocurren con alta frecuencia, afectando la estabilidad operativa y aumentando la presión sobre el equipo técnico. Se identificó que el plan preventivo actual no considera factores externos como la presencia de condensados y contraflujos, lo que limita significativamente su efectividad. Además, existe una percepción unánime entre los técnicos sobre la necesidad de evolucionar hacia un enfoque de mantenimiento proactivo, incorporando herramientas como el análisis de modos y efectos de falla (FMEA) y estrategias de mantenimiento centrado en confiabilidad (RCM), tal como lo plantean Sharma y Kumar (2023). Estos hallazgos refuerzan la urgencia de replantear el plan preventivo, no solo ajustando las frecuencias de las actividades, sino también integrando acciones que ataquen directamente la causa raíz de los problemas.

3.3. Análisis de gastos asociados al mantenimiento

El análisis comparativo de los gastos de mantenimiento preventivo y correctivo en la Estación City Gate Patillales durante el periodo 2023-2025 (acumulado hasta agosto) evidencia una marcada diferencia en la naturaleza y el impacto de las intervenciones realizadas. Los gastos preventivos se concentran en actividades programadas como calibraciones, verificaciones de sistemas críticos y reposiciones planificadas de componentes, lo que busca garantizar la continuidad operacional y minimizar riesgos. Sin embargo, los gastos correctivos muestran un peso financiero considerable, asociados principalmente a la atención de fallas inesperadas en equipos clave como las válvulas de regulación, sistemas de medición y elementos eléctricos, lo que implica mayores costos unitarios y mayor urgencia de ejecución. Según Kardec y Nascif (2020), la elevada proporción de intervenciones correctivas suele ser indicativa de deficiencias en la planificación y seguimiento de las actividades preventivas, lo cual repercute directamente en la confiabilidad de los activos y en la eficiencia del presupuesto. Estos resultados reflejan que, aunque existe una base preventiva estructurada, la dinámica

operativa aún se ve fuertemente influenciada por eventos no planificados que generan una presión financiera y operativa significativa para la organización.

Figura 6
Comparativa gastos preventivos vs correctivos



Nota. Los gráficos muestran la variación de los gastos anuales, con excepción del año 2025, que refleja la información acumulada hasta el mes de agosto.

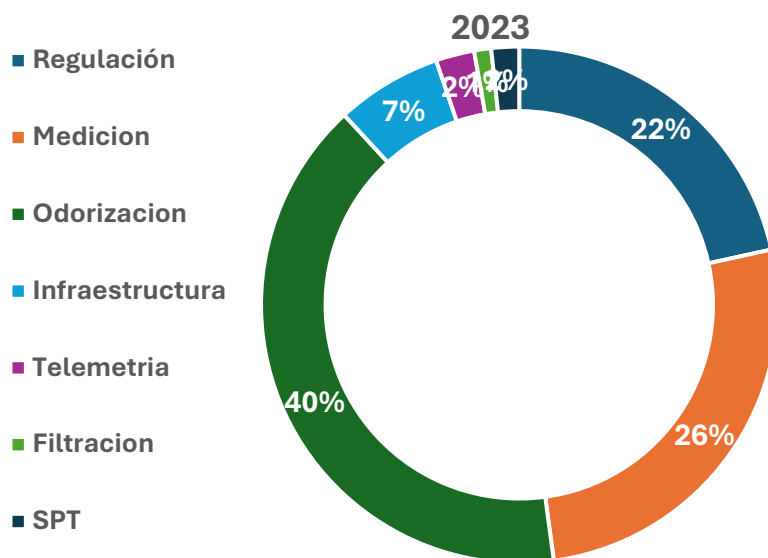
Durante el año 2023, los gastos de mantenimiento de la Estación City Gate Patillales mostraron una marcada concentración en el sistema de odorización (40%), seguido por medición (26%) y regulación (22%), como se observa en la Figura 7. Estos tres sistemas representaron el 88% del presupuesto ejecutado, reflejando la prioridad de la empresa en garantizar la calidad del gas, la precisión en la medición y la estabilidad del proceso de regulación. Sin embargo, se evidenció un incremento significativo en los mantenimientos correctivos, particularmente en el sistema de regulación, debido a fallas recurrentes en válvulas, pilotos y otros componentes críticos, lo cual generó costos imprevistos y afectó la continuidad operativa. Este patrón coincide con lo descrito por Moubray (2022), quien afirma que los planes

preventivos que no abordan la causa raíz de las fallas tienden a ser ineficaces, aumentando la dependencia de acciones reactivas.

Un aspecto estratégico fue la implementación del Sistema de Protección contra Rayos (SIPRA), clasificado contablemente como gasto correctivo porque no se había asignado presupuesto para su ejecución en 2023. No obstante, su objetivo fue principalmente proactivo y estratégico, enfocado en mitigar riesgos eléctricos y asegurar el cumplimiento normativo bajo la normativa RETIE (Ministerio de Minas y Energía, 2023). Asimismo, se llevaron a cabo modificaciones en el sistema eléctrico de áreas clasificadas y la actualización del cableado del circuito cerrado de televisión (CCTV), acciones orientadas a fortalecer la seguridad física y operacional de la estación. Estas inversiones, aunque registradas como correctivas, responden a la visión de integrar la gestión de riesgos en la planificación del mantenimiento, tal como señalan Sharma y Kumar (2023), quienes destacan que la incorporación de estrategias proactivas incrementa la confiabilidad y la continuidad operativa.

En síntesis, 2023 evidenció una dualidad en la gestión: mientras se ejecutaron actividades preventivas esenciales, también se destinaron recursos significativos a eventos imprevistos y proyectos estratégicos que, aunque contablemente correctivos, son fundamentales para la resiliencia y sostenibilidad del sistema (Campbell & Jardine, 2022). Esto resalta la importancia de evolucionar hacia modelos de mantenimiento centrado en confiabilidad (RCM), donde la inversión no solo se enfoque en reparar fallas, sino en prevenirlas y optimizar el ciclo de vida de los activos.

Figura 7
Relación porcentual de gastos por sistema 2023

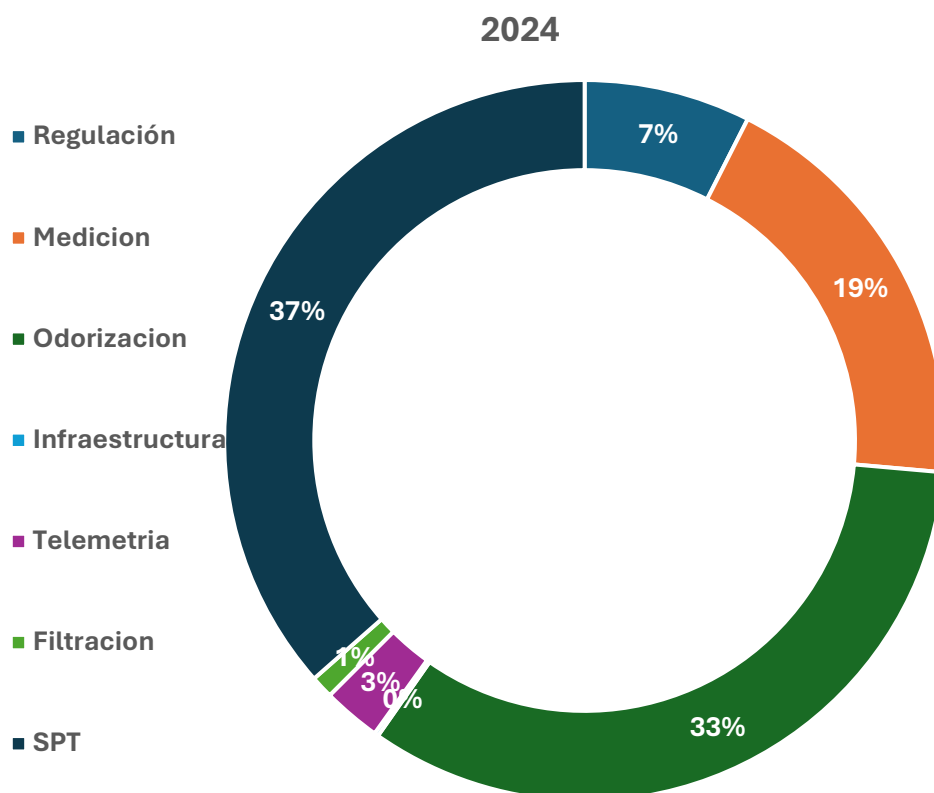


En 2024, los gastos de la Estación City Gate Patillales se concentraron principalmente en tres áreas: SPT (37%), odorización (33%) y medición (19%), como se aprecia en la Figura 8. La mayor inversión en SPT corresponde a la implementación del Sistema de Protección contra Rayos (SIPRA), esencial para cumplir con la normativa RETIE y reducir riesgos eléctricos (Ministerio de Minas y Energía, 2023).

El sistema de odorización absorbió una parte importante del presupuesto por la necesidad de mantener equipos que garantizan la seguridad en la detección de fugas. Paralelamente, el sistema de medición requirió calibraciones y verificaciones para asegurar la confiabilidad de los datos operativos, fundamentales para la continuidad del servicio (Parida & Kumar, 2022).

Aunque el gasto en regulación fue menor (7%), se realizaron correctivos clave, como reparaciones en el bypass y reemplazo de piezas por desgaste, evidenciando fallas no previstas que afectan la confiabilidad (Moubray, 2022). Estos datos reflejan un balance entre inversiones estratégicas y gastos reactivos, resaltando la necesidad de fortalecer el mantenimiento basado en confiabilidad (RCM) para reducir intervenciones no planificadas (Sharma & Kumar, 2023).

Figura 8
Relación porcentual de gastos por sistema 2024



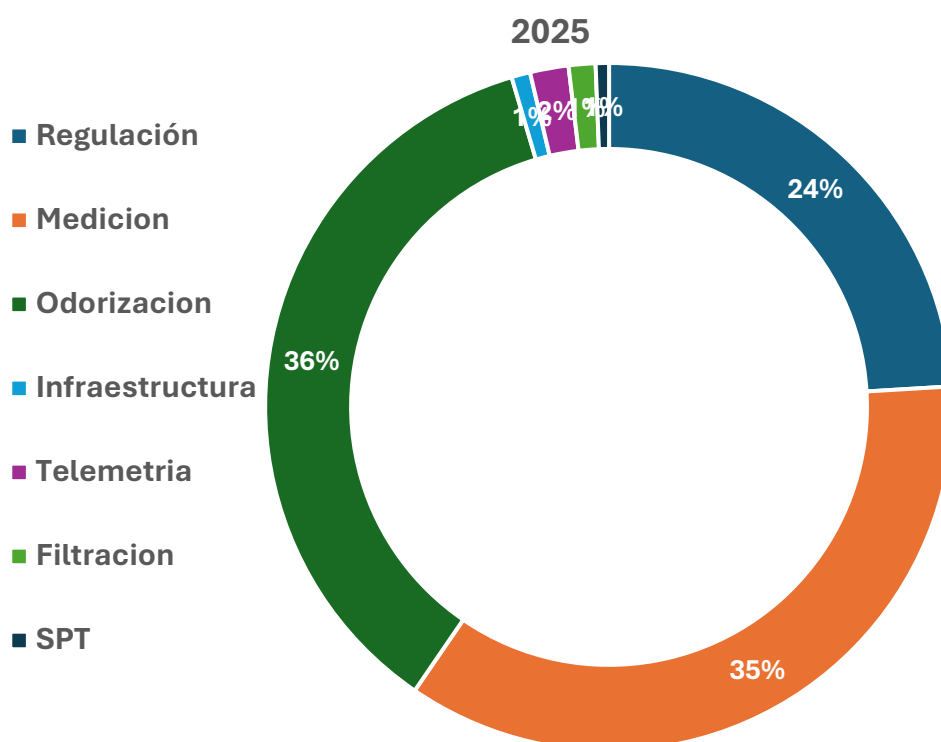
Para el periodo acumulado hasta agosto de 2025, el análisis de los gastos muestra una distribución concentrada en tres sistemas principales: Odorización (36%), Medición (35%) y Regulación (24%), según se observa en la Figura presentada. Esto evidencia que estos procesos representan la mayor parte de la inversión en mantenimiento, tanto en actividades preventivas como correctivas. La alta participación de la odorización está relacionada con la reposición de odorante y los trabajos correctivos en equipos críticos, mientras que en medición se destacan las calibraciones y mantenimientos a los medidores tipo turbina, esenciales para la confiabilidad operativa y el cumplimiento normativo. Por su parte, el sistema de regulación sigue concentrando gastos importantes debido a intervenciones correctivas asociadas a fallas recurrentes en pilotos y válvulas axiales, alineándose con lo descrito por Moubrey (2022), quien señala que, en ausencia de estrategias proactivas como el Mantenimiento Centrado en

Confiabilidad (RCM), los costos tienden a incrementarse por la recurrencia de fallas y la necesidad de acciones reactivas.

Estas tendencias reflejan una oportunidad de optimización, ya que una mejor planeación de actividades preventivas y predictivas podría reducir la dependencia de correctivos, mejorando la confiabilidad y eficiencia financiera del sistema (Sharma & Kumar, 2023; Smith, 2021).

Figura 9

Relación porcentual de gastos por sistema 2025



4. Propuesta de manteniendo basado en confiabilidad (RCM)

La evolución de las estrategias de mantenimiento ha pasado de enfoques reactivos, centrados en la corrección de fallas, a modelos proactivos que priorizan la prevención y la optimización de recursos. Entre estas metodologías, el Mantenimiento Centrado en Confiabilidad (RCM) se posiciona como una herramienta clave para garantizar la continuidad operativa y la seguridad industrial, al identificar de manera sistemática las funciones críticas

de los equipos y definir las actividades necesarias para preservar su desempeño óptimo (Sharma & Kumar, 2023; Rodríguez-Padial et al., 2024).

En este contexto, la metodología FMECA (Failure Modes, Effects and Criticality Analysis) se integra como la base analítica del RCM, permitiendo evaluar los modos de falla, sus causas y consecuencias, priorizando acciones según su criticidad. La norma ISO 14224 establece criterios estandarizados para la recopilación y análisis de datos de fallas, lo que facilita la toma de decisiones basadas en evidencia y asegura la alineación con prácticas internacionales en la industria de gas natural (ISO, 2022; Elhannani et al., 2024).

Implementar esta propuesta en la Estación City Gate Patillales responde a la necesidad de optimizar las actividades de mantenimiento, reducir la recurrencia de fallas en sistemas críticos como regulación y medición, y minimizar los costos asociados a intervenciones correctivas, generando un impacto positivo en la confiabilidad y seguridad operacional (Asiyai & Rahman, 2025; Rivera & Cuenca, 2025).

4.1. Taxonomía propuesta para RCM

La definición de una taxonomía clara y estructurada es un paso fundamental en la implementación de un plan de **Mantenimiento Centrado en Confiabilidad (RCM)**, ya que permite organizar la información de los activos, establecer jerarquías y facilitar la trazabilidad de datos de fallas y mantenimientos. Este proceso asegura que las decisiones de mantenimiento se basen en información precisa y estandarizada, optimizando la gestión de los recursos y mejorando la confiabilidad operacional (Parida & Kumar, 2022).

Tabla 4
Codificación sistemas Estación City Gate Patillales

Sistemas	Código
Actuador	AT
Filtración	FL
Regulación	RE
Medición	ME
Odorización	OD
SIPRA	SI

Civil	CI
Telemetría	TE
CCTV	TV
Electrocorrector	EL
Eléctrico	ET
Tubería	TB

En la Estación City Gate Patillales, se identificaron los sistemas principales que integran la operación, los cuales se muestran en la Tabla 4, junto con sus códigos de referencia. Esta codificación facilita la clasificación de los activos y se convierte en la base para estructurar los análisis FMECA, la priorización de criticidad y la optimización de las actividades de mantenimiento.

Esta estructura jerárquica no solo responde a los requerimientos normativos, sino que también refleja las mejores prácticas observadas en estudios recientes. Por ejemplo, González et al. (2024) destacan que una taxonomía bien definida permite correlacionar los datos históricos de fallas con indicadores clave de desempeño, logrando una disminución significativa de mantenimientos reactivos. De igual forma, en un estudio sobre compresores de gas, Sharma y Kumar (2023) evidencian que la clasificación estructurada de activos es esencial para priorizar intervenciones y garantizar la continuidad operativa.

4.1.1. Estructura optada para la jerarquía.

Se estableció una jerarquía de cuatro niveles:

Sistema → Equipo padre → Equipo hijo → Componente

- El **sistema** agrupa una función de proceso (Actuación, Filtración, Regulación, Medición, Odorización, SIPRA, Civil, Telemetría, CCTV, Electro-corrector, Eléctrico, Tubería).
- El **equipo padre** es el elemento mantenible principal (p.ej., Válvula axial 300 psi monitora).

- El **equipo hijo** identifica submódulos cuando corresponda (bloques de control, pilotos, tarjetas internas, etc.).
- El **componente** es la parte mantenible o de desgaste que se repone/ajusta (cuerpo, bola, asientos, resortes, bobina, sensor, cartucho, etc.).

4.1.2. Codificación de equipos padre.

Para la codificación de los equipos padre, se estableció un esquema que combina claridad, estandarización y flexibilidad. El diseño de la nomenclatura parte del vocablo local, asegurando que los nombres sean fácilmente reconocibles por el personal operativo y de mantenimiento, lo cual favorece la identificación rápida en campo y la correcta trazabilidad documental.

Cada código se limita a un máximo de cuatro caracteres alfanuméricos, siguiendo buenas prácticas de taxonomía industrial, con el fin de mantener la simplicidad y evitar ambigüedades en sistemas digitales como el CMMS (Computerized Maintenance Management System) y en diagramas P&ID. Este límite de caracteres también se fundamenta en la norma IEC 81346-2, la cual recomienda estructuras cortas y normalizadas para etiquetas de equipos, priorizando la comprensión y la integración con sistemas de ingeniería y mantenimiento (IEC, 2019).

Este enfoque permite que la codificación sea versátil, garantizando la posibilidad de integrar equipos de diferentes marcas o fabricantes que cumplan una misma función operativa sin necesidad de modificar la estructura del código. De esta forma, se asegura que el sistema sea escalable y compatible con futuras adquisiciones o cambios tecnológicos, alineándose con los principios de gestión de activos planteados por la ISO 55000 (ISO, 2014).

Además, se definió una base estándar para el nombre, donde el primer bloque identifica el sistema funcional (p. ej., ACT para actuadores, RE para regulación, ME para medición),

seguido por la abreviatura del equipo padre. Esta estrategia fortalece la coherencia entre el TAG del equipo y su identidad física, optimizando la comunicación entre áreas como ingeniería, operaciones, mantenimiento y compras. Según ISO 14224, la estandarización de nomenclatura es clave para capturar datos de confiabilidad y mantenimiento de forma estructurada, facilitando análisis como el RCM (Reliability Centered Maintenance) y reportes estratégicos de desempeño (ISO, 2016).

Tabla 5
Códigos equipos padre

Válvula de bola	VB
Actuador neumático Serie 92/93	AN92
Tablero neumático (panel solenoides)	TN
Caja de fin de carrera	CF
Recipiente filtro coalescente	RP
Válvulas de bola proceso	VBP
Válvula axial alta (600 psi) - Monitora	VAM
Válvula axial alta (600 psi) - Trabajadora	VAT
Válvula axial alta (300 psi) - Monitora	VBM
Válvula axial alta (300 psi) - Trabajadora	VBT
Líneas de control	LC
Medidor Turbina G-400 4"x600	MT6
Válvula de bola	VB
Actuador neumático Serie 92/93	AN92
Tablero neumático (panel solenoides)	TN
Caja de fin de carrera	CF
Recipiente filtro coalescente	RP

Nota. La tabla muestra solo algunos ejemplos de la codificación de los equipos padre

4.1.3. Codificación de equipos hijo

La codificación de los equipos hijos se diseñó para mantener una estructura sólida, estandarizada y escalable que permita agrupar elementos comunes y repetitivos, sin perder claridad en su identificación. Se definió un límite de cuatro caracteres alfanuméricos para cada equipo hijo, siguiendo las recomendaciones de la IEC 81346-2 y la ISO 14224:2016, que establecen que las designaciones cortas y normalizadas favorecen la integración en sistemas

digitales, la comprensión por parte de los equipos técnicos y la interoperabilidad entre plataformas de gestión de activos (IEC, 2019; ISO, 2016).

Este esquema busca garantizar que equipos similares utilizados en diferentes estaciones o proyectos puedan compartir la misma codificación cuando cumplen la misma función, evitando la duplicidad de nomenclaturas y facilitando la trazabilidad. Según la ISO 14224, este tipo de estandarización permite la recopilación y el análisis de datos de confiabilidad y mantenimiento, aspecto fundamental para metodologías como el RCM (Reliability Centered Maintenance), donde la homogeneidad de la información es crítica para evaluar desempeño y riesgos operativos (ISO, 2016).

Tabla 6
Codificación de equipos hijos

Equipo hijo	Código
Solenoides 5/2	SOL
Regulador de presión	REP
Filtro separador	FIL
Manómetro	MAT
Válvulas de aguja	VAG
Tubing y racores	TUB
Mangueras flexibles	MAF
Microinterruptores	MIC
Domo visual	DOM
Cuerpo principal	CUP
Indicador de nivel tubular	INT
Válvula de drenaje	VAD
Solenoides 5/2	SOL
Regulador de presión	REP

Nota. La tabla muestra solo algunos ejemplos de la codificación de los equipos hijo

4.1.4. Codificación de componentes

La codificación de los componentes se estableció con el objetivo de asegurar claridad, trazabilidad y estandarización, permitiendo una identificación precisa dentro de la jerarquía de sistemas, equipos padres e hijos. Para ello, se definió una estructura compuesta por una letra inicial, que representa el sistema o función principal, seguida de dos dígitos numéricos que diferencian a cada componente.

Esta metodología se basa en las recomendaciones de la ISO 14224:2016, que promueve la estructuración jerárquica y normalizada de los activos para facilitar la recolección y el análisis de datos de confiabilidad y mantenimiento (ISO, 2016). Asimismo, se alinea con los principios de la IEC 81346-2, que define criterios para la designación de objetos y sistemas industriales bajo un enfoque modular y flexible (IEC, 2019).

4.1.4.1. Estructura de codificación

- Letra inicial: Identifica el proceso o sistema principal al que pertenece el componente.
- Dos dígitos numéricos: Secuencia que permite diferenciar los distintos componentes dentro de un mismo grupo.

Tabla 7
Codificación de componentes

Letra	Sistema o Proceso Asociado
V	Válvulas y actuadores
F	Filtración
R	Regulación
M	Medición
T	Tubería
E	Eléctrico
O	Odorización
S	Seguridad (Sistemas de protección eléctrica y SIPRA)
C	Cerramiento y estructuras civiles
T	Telemetría

Nota. La tabla evidencia la codificación asignada a los componentes.

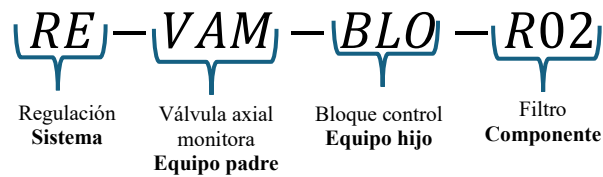
Ejemplo de codificación.

- V01: Primer componente asociado a válvulas o actuadores, por ejemplo, "Cuerpo de válvula".
- F03: Tercer componente relacionado con filtración, como un "Elemento filtrante".
- E12: Segundo componente eléctrico en un tablero, como un "Breaker derivado".

La codificación de los componentes se diseñó con el propósito de asegurar claridad, trazabilidad y estandarización dentro de la jerarquía de sistemas, equipos padres e hijos, permitiendo una identificación precisa en la gestión de activos. Se estableció una estructura compuesta por una letra inicial que representa el sistema o función principal, seguida de dos dígitos numéricos que diferencian a cada componente. Esta metodología se fundamenta en las recomendaciones de la ISO 14224:2016, la cual establece la importancia de estructurar los datos de confiabilidad y mantenimiento de manera jerárquica y normalizada para la industria de petróleo, gas y petroquímica, facilitando su análisis y comparación (ISO, 2016). Asimismo, se alinea con la IEC 81346-2, que define criterios para la designación modular y flexible de sistemas industriales (IEC, 2019). En este esquema, la letra inicial identifica el proceso o sistema al que pertenece el componente, con la siguiente clasificación: V para válvulas y actuadores, F para filtración, R para regulación, M para medición, T para tubería, E para equipos eléctricos, O para odorización, S para seguridad (protección eléctrica y SIPRA), C para elementos civiles o de cerramiento, y T para telemetría. Los dos dígitos numéricos permiten diferenciar los distintos componentes dentro de cada grupo, por ejemplo, V01 corresponde al primer componente de válvulas, como el cuerpo de válvula, y F03 identifica el tercer elemento de filtración, como un cartucho filtrante. Este sistema ofrece una codificación compacta, flexible y homologada entre estaciones, lo que permite su integración en sistemas de gestión de mantenimiento (CMMS o GMAO), facilita el análisis detallado de fallas bajo la metodología RCM, mejora la trazabilidad de repuestos y soporta la optimización de indicadores clave como MTBF y MTTR. Además, sigue las directrices de la ISA-5.1, asegurando nomenclaturas estandarizadas y coherentes para la industria (ISA, 2009), lo que respalda su aplicación en procesos de mantenimiento y confiabilidad a nivel corporativo.

Finalmente, una estructura completa de un componente desde su sistema sería estructurado de la siguiente forma

Figura 10
Taxonomía componentes



Nota. La figura muestra la taxonomía de un componente. Se usa “NA” cuando no existe un equipo hijo para referenciar el componente.

Además, es importante destacar que en la taxonomía propuesta no se incorpora de momento el nivel de centro operativo (ejemplo: “PA” para Patillales), porque está diseñada sólo para esa estación. Esto significa que la estructura jerárquica actual tiene cuatro niveles: sistema → equipo padre → equipo hijo → componente. Sin embargo, la norma ISO 14224:2016 recomienda que, al extender la aplicación a múltiples estaciones u operaciones, se incorpore un quinto nivel para representar cada centro operativo, lo que permitiría distinguir entre equipos iguales en diferentes ubicaciones.

sta futura expansión mejora la capacidad de comparar rendimiento, fallas y criticidad entre estaciones, lo cual es clave para realizar un análisis FMEA (Failure Modes and Effects Analysis) más efectivo, ya que las causas de falla pueden variar según condiciones operativas distintas. Asimismo, ayuda a identificar equipos críticos de toda la organización, porque permite ver dónde un mismo tipo de equipo tiene mayor impacto o requiere más mantenimiento entre estaciones, favoreciendo decisiones estratégicas basadas en datos. Estudios recientes, como “Metodología de mantenimiento centrado en confiabilidad considerando taxonomía de equipos...” (2019), muestran que utilizar una taxonomía estandarizada fundamentada en ISO 14224 mejora la identificación de equipos críticos y la priorización en el mantenimiento.

4.2. Determinación de equipos críticos

La determinación de equipos críticos constituye un paso fundamental dentro de la metodología de Mantenimiento Centrado en la Confiabilidad (RCM), ya que permite

identificar los activos cuya falla tendría un impacto significativo en la seguridad, el medio ambiente, la continuidad del servicio o los costos operativos. Esta etapa facilita la priorización de esfuerzos y recursos, asegurando que las estrategias de mantenimiento estén alineadas con los objetivos estratégicos de la organización (Sifonte & Reyes-Picknell, 2017).

Según Igba et al. (2013), la identificación precisa de equipos críticos incrementa la confiabilidad operacional al proporcionar un enfoque estructurado para la toma de decisiones relacionadas con inspecciones, planes de mantenimiento y asignación de recursos. Además, permite diseñar estrategias preventivas que reducen el riesgo de fallas inesperadas, optimizando la disponibilidad y desempeño de los sistemas.

En el contexto de la Estación City Gate Patillales, la determinación de equipos críticos se realizó tomando como referencia el documento corporativo I-O&M-27 de Gases del Oriente S.A. E.S.P., que establece los criterios internos para la clasificación de activos estratégicos. Este documento define parámetros como:

- Impacto en la seguridad industrial y la salud ocupacional.
- Riesgo ambiental asociado a fallas.
- Impacto económico por interrupción del servicio o reparación.
- Relevancia en la continuidad operativa de la red de gas.

Con el fin de validar la información y garantizar que los resultados estuvieran alineados con la realidad operativa, se aplicó un cuestionario dirigido a técnicos de operación y mantenimiento. Este instrumento permitió recopilar datos sobre la frecuencia de fallas históricas, la percepción de riesgo y la experiencia directa del personal en campo, fortaleciendo la objetividad del análisis (Yang et al., 2020).

4.2.1. Resultado de análisis de equipos críticos.

Se realizó el análisis de criticidad de los equipos padres definidos en la taxonomía, considerando los parámetros establecidos en el formato de evaluación y los resultados obtenidos en la encuesta aplicada al personal técnico.

Como era de esperarse, los sistemas de regulación, medición y filtración obtuvieron la ponderación más alta, evidenciando su relevancia para la continuidad y seguridad de la operación. Por otro lado, sistemas como odorización, actuadores y telemetría, aunque esenciales para el funcionamiento general, presentaron una baja incidencia de fallas, lo que sugiere la necesidad de analizar los costos asociados y optimizar la planificación y distribución de las actividades de mantenimiento, enfocando los recursos hacia los equipos y sistemas con mayor potencial de generar afectaciones críticas.

Es importante considerar que el sistema cuenta con configuraciones redundantes, particularmente en la regulación y medición:

- En la regulación, se implementa el modelo monitora-trabajadora, donde la falla de la válvula monitora puede permanecer oculta y solo evidenciarse mediante actividades de inspección en campo, forzando el funcionamiento de la trabajadora para detectar la anomalía.
- En la medición, se dispone de un sistema redundante, que permite realizar la operación manual de válvulas para habilitar un medidor alternativo en caso de falla, además de contar con equipos de medición en stand-by para asegurar la continuidad del proceso de traspaso y custodia.

La criticidad de los equipos se calculó aplicando la misma metodología establecida. Sin embargo, durante esta fase no se realizó el cálculo de confiabilidad, debido a la limitada información histórica disponible. Se proyecta que, conforme se fortalezcan los registros y la

recolección de datos, el análisis pueda evolucionar, permitiendo una evaluación más precisa y robusta para la mejora continua del sistema.

Tabla 8
Equipos críticos estación Patillales

Equipo Padre	Seguridad	Ambiental	Económico	Operativo	frecuencia	Total
Válvula axial alta (600 psi) - Monitora	5	4	5	5	4	4.6
Válvula axial alta (600 psi) - Trabajadora	5	4	5	5	4	4.6
Válvula axial alta (300 psi) - Monitora	5	4	3	5	4	4.2
Válvula axial alta (300 psi) - Trabajadora	5	4	5	5	4	4.6
Medidor Turbina G-400 4"x600	5	4	3	5	4	4.2
Medidor Turbina G-400 4"x300	5	4	5	5	4	4.6
Medidor Turbina G-400 4"x300 R	5	4	3	5	4	4.2

Nota. La tabla muestra los equipos críticos de acuerdo con una ponderación superior a 4.1

Los equipos identificados como **críticos** en el análisis —particularmente las válvulas axiales, pilotos y medidores principales— requieren una **atención especial y prioritaria** dentro del plan de mantenimiento. Estos activos tienen el mayor potencial de generar afectaciones operativas y de seguridad, por lo que deben ser gestionados con **rutinas de inspección y mantenimiento rigurosas**, diseñadas para garantizar su correcto funcionamiento y detectar fallas de forma anticipada.

Se establecerán planes específicos de inspección y pruebas funcionales, orientados a:

- Asegurar la confiabilidad de los sistemas redundantes, especialmente en el modelo monitora-trabajadora, donde las fallas ocultas pueden comprometer la operación sin ser evidentes en condiciones normales.
- Verificar periódicamente el desempeño y la calibración de los equipos, asegurando que se mantengan dentro de los parámetros operativos definidos.
- Detectar condiciones degradantes como presencia de condensados, desgaste de componentes o desviaciones en la medición, que puedan afectar la precisión y seguridad.

- Mantener trazabilidad y control presupuestal, garantizando que los recursos se concentren en las intervenciones que generen mayor valor y reducción de riesgo.

La implementación de rutinas de inspección y pruebas funcionales en los equipos críticos no solo fortalece la seguridad operacional, mejora la confiabilidad y disponibilidad de los activos, sino que también optimiza la gestión de los recursos y la ejecución presupuestal. Estas prácticas permiten reducir los costos asociados a fallas imprevistas, prolongar la vida útil de los equipos y asegurar que los sistemas críticos estén siempre operativos y en condiciones óptimas para soportar la continuidad del servicio (Fractal, 2025).

Tabla 9
Equipos semicríticos

Equipo Padre	Seguridad	Ambiental	Económico	Operativo	frecuencia	Total
Actuador neumático Serie 92/93	4	4	4	4	2	3.6
Recipiente filtro coalescente	4	4	4	4	4	4
Línea de gas piloto	3	5	5	5	2	4
Línea de odorante	3	4	5	5	2	3.8
Línea de inyección final	1	4	5	5	4	3.8
Sensores primarios	5	2	4	5	2	3.6
Tarjetas y módulos internos	5	2	5	5	2	3.8
Tablero eléctrico principal (TEP)	4	2	4	5	3	3.6

Nota. La tabla muestra los equipos ponderados de 3.6 a 4 considerados equipos semicríticos

Los equipos clasificados como semicríticos cumplen un rol importante en la operación, aunque su baja frecuencia de fallas indica que, bajo el plan de mantenimiento actual, presentan alta confiabilidad o podrían estar sobremantenidos, es decir, recibiendo tareas preventivas más allá de lo necesario para su condición operativa. En este contexto, es fundamental aplicar estrategias de inspección y monitoreo que permitan confirmar su estado real y ajustar las rutinas, optimizando así la mantenibilidad y la asignación de recursos. Este enfoque evita el uso ineficiente de presupuesto y asegura que estos equipos se mantengan en condiciones óptimas para respaldar los procesos críticos sin generar sobrecostos.

Como lo indican González-López y Mago-Ramos (2024), la correcta jerarquización de activos y análisis de criticidad permite definir programas de mantenimiento que equilibren la

confiabilidad con la eficiencia presupuestal, mientras que Lobo Barrera et al. (2013) resaltan que la evaluación basada en riesgo es clave para priorizar inspecciones y evitar desviaciones en equipos con baja tasa de fallas. Asimismo, Guzmán Vertel (2017) enfatiza que el mantenimiento basado en condición (CBM) es una herramienta efectiva para optimizar recursos y mejorar la toma de decisiones sobre equipos semicríticos.

4.3. Plan de mantenimiento RCM.

El Mantenimiento Centrado en Confiabilidad (RCM) constituye la metodología seleccionada para diseñar el plan de mantenimiento de los equipos identificados como críticos en la matriz de criticidad. Este enfoque asegura que las tareas de mantenimiento estén orientadas a preservar las funciones operativas y reducir el riesgo de fallas que puedan afectar la seguridad, el medio ambiente, la continuidad operativa y los costos de operación.

El desarrollo de este plan se estructura a partir de los siete pasos fundamentales del RCM, siguiendo las recomendaciones de la norma ISO 14224 y la metodología propuesta por Moubray (2020):

- Selección y priorización de equipos críticos.
- Definición de funciones y estándares de desempeño.
- Identificación de fallas funcionales.
- Análisis de modos y efectos de falla (FMEA).
- Evaluación de consecuencias de las fallas.
- Selección de estrategias de mantenimiento.
- Implementación y retroalimentación continua.

4.3.1. Definición de funciones, fallas funcionales y modos de falla equipos críticos

4.3.1.1. Válvula axial (600 psi) monitora - trabajadora; Válvula axial (300 psi) monitora – trabajadora.

Funciones estándar de desempeño:

- Función primaria: Tomar el control de la regulación cuando falla la trabajadora y mantener la presión de salida en el setpoint $\pm 5\%$ del rango establecido (480 psi monitora – 456 psi trabajadora)
- Funciones secundarias: Estanqueidad en cierre (sin fuga detectable), conmutación monitora \rightarrow trabajadora en ≤ 3 s cuando se fuerza el lazo, estabilidad de control sin oscilaciones (sin “hunting”).

Fallas funcionales:

- FF-1: La monitora no entra en servicio cuando falla la trabajadora (no regula).
- FF-2: La monitora regula fuera de tolerancia, elevando la presión $> +10\%$ del setpoint (sobrepresión).
- FF-3: Incapacidad de mantener estanqueidad (Fuga por cuerpo o empaques de bridas)

Los modos de falla son elementos fundamentales en el proceso de análisis de confiabilidad, ya que permiten detectar de forma temprana problemas potenciales, entender sus causas y planificar acciones de mantenimiento proactivas. Al identificar correctamente el tipo de falla y sus efectos sobre el sistema, es posible definir métodos de detección eficaces que generen alertas tempranas, facilitando intervenciones oportunas antes de que la falla evolucione a un evento crítico.

Este enfoque no solo ayuda a proteger la seguridad operacional y la integridad de los activos, sino que también optimiza el uso de recursos, evitando paradas no planificadas y costos asociados a correctivos mayores. En la metodología RCM, este proceso se formaliza mediante

herramientas como el FMEA y la matriz de criticidad, que permiten relacionar modo de falla → efecto → método de detección, asegurando una gestión estructurada y priorizada del mantenimiento (Lobo Barrera, Márquez Castellar, & Romero Sierra, 2013)

Tabla 10
Modos de Falla válvula axial de alta monitora

Equipo / Componente	Modo de falla	Causas probables	Efectos principales	Métodos de detección / Indicadores	Umbral de alerta	Acción recomendada
Válvula Axial Manga	Rotura de manga	Fatiga por ciclos de presión, ataque químico (H ₂ S, CO ₂), gas húmedo o corrosivo	Sobrepresión aguas abajo, disparo de válvulas de alivio, paro de emergencia	SCADA: Pout vs. setpoint, prueba funcional trimestral	+5% sobre setpoint = alerta, +10% = alarma	Cambio inmediato de manga, limpieza y recalibración
Válvula Axial Manga	Desgaste / endurecimiento del manga	Vida útil excedida, gas húmedo, temperatura elevada	Regulación inestable (<i>hunting</i>), error creciente	Análisis de tiempo de respuesta, error sostenido	Tiempo estabilización > 5 s, error > ±5%	Cambio preventivo del kit, inspección interna
Válvula Axial Manga	Contaminación por partículas	Saturación de filtros, trabajos sin purga adecuada	Atasco parcial, sobrepresiones transitorias	ΔP en filtros, inspección visual	ΔP ≥ 10% sobre valor base	Cambio de filtros, limpieza de líneas piloto
Válvula axial - cuerpo	Fisura / microfisura del cuerpo	Desgaste natural, golpe mecánico, fatiga por presión	Fuga externa de gas, riesgo HSE, activación de ESD	Inspección visual + espuma jabonosa, detector portátil de gas, LP/PT	Cualquier fuga detectable (burbujas / detector)	Retirar de servicio, reemplazar cuerpo/conjunto ; aislar área; RCA
Válvula axial - cuerpo	Deformación / ovalización	Golpe en maniobra o transporte; apoyo inadecuado	Pérdida de alineación → atoro del mangao, regulación inestable	Verificación dimensional, plantilla; aumento de tiempo de respuesta en prueba de step	Ts > 5 s o contacto anómalo	Reemplazo o mecanizado si aplica; realinear; revisar soportes/anclajes
Válvula axial - cuerpo	Pérdida de estanqueidad en juntas	Envejecimiento de empaques; vibración; golpe	Fuga externa y caída de presión de control	Prueba de estanqueidad (caída de P en 10 min)	Caída > 5% en 10 min	Cambio de juntas/empaques; reapriete con torque; re-prueba
Válvula axial - cuerpo	Corrosión localizada / picadura	Condensados corrosivos; recubrimiento dañado por golpe	Reducción de espesor → falla estructural	UT/medición de espesor, inspección visual con boroscopio	Pérdida ≥ 10% del espesor nominal o por debajo del tmin	Parar y reemplazar; restaurar recubrimiento; control de corrosivos/purgas
Válvula axial - cuerpo	Aflojamiento / desalineación de bridas	Golpe, vibración, montaje deficiente	Fugas en uniones; esfuerzos en la línea	Inspección de bridas, verificación de torque cruzado	Par de apriete fuera de especificación	Re-torquear según patrón; cambio de junta si hay daño; checklist de montaje
Válvula axial - canastillas de protección (strainers/cages)	Rotura / desprendimiento	Fatiga, golpes en montaje, corrosión, material inadecuado	Paso de partículas/metales que golpean la manga ⇒ cortes, fisuras o rotura del manguito; pérdida de regulación	Ruidos anómalos, vibración; inspección interna; presencia de limalla en colectores/filtros	Cualquier evidencia de fragmentos/limalla; daño visible de canastilla	Retirar de servicio, sustituir canastilla y manguito si hay daño; RCA por causa raíz
Válvula axial - canastillas	Obstrucción / colmatación	Arrastre de sólidos, filtros aguas arriba agotados, trabajos sin purga	Pérdida de caudal útil, retardo en respuesta; sobrepresiones transitorias	ΔP creciente entre bridas/galerías; step test con Ts alto	ΔP ≥ 10% sobre valor base o Ts > 5 s	Limpieza profunda; cambio de elementos filtrantes aguas arriba; restablecer purgas
Válvula axial - pines de ajuste (topes/mecánicos internos)	Daño / doblado / holgura	Golpe mecánico, torque indebido, desgaste	Imposibilidad de calibrar correctamente;	No alcanza setpoint de desempeño; holgura	Incapacidad de lograr setpoint dentro de tolerancia ±5%	Sustituir pines/guías; recalibrar;

ANÁLISIS COMPARATIVO DE COSTOS ENTRE MANTENIMIENTO 54

			tope prematuro; hunting	perceptible; respuesta asimétrica en step		marcar par de apriete/posición
Piloto	Descalibración	Vibración, golpes, manipulación no controlada	Setpoint incorrecto → sobrepresión o subpresión	Comparación setpoint vs. real, calibración periódica	±3% desviación en setpoint	Recalibración y registro en GMAO
Piloto	Fugas internas en piloto	Desgaste de diafragmas, juntas envejecidas	Señal inestable, pérdida de regulación	Caída lenta de presión piloto, pruebas de estanqueidad	Caída > 5% en 10 min	Cambio de componentes internos
Piloto	Suciedad en orificios y filtros internos	Falta de limpieza, gas con partículas finas	Señal lenta, oscilaciones en regulación	ΔP anómalo en piloto, inspección visual	ΔP ≥ 10% base	Limpieza profunda, cambio de filtros
Piloto	Fatiga del resorte (pérdida de precarga)	Ciclos de carga, envejecimiento, temperatura	Deriva de setpoint; regulación imprecisa; aumento de "hunting"	Comparación setpoint vs Pout en estable; prueba de step	Desviación ≥ ±3% del setpoint o Ts > 3 s	Recalibrar piloto; si no corrige, reemplazar resorte y sellos
Piloto	Resorte deformado (fluencia/plastificación)	Sobrecarga por ajuste indebido; material fatigado	Imposibilidad de alcanzar setpoint; rango útil reducido	Imposibilidad de ajustar setpoint dentro del rango; tope de ajuste	No alcanza el setpoint de diseño	Sustituir resorte; verificar rango del piloto y reajustar
Piloto	Rotura del resorte	Fatiga avanzada, corrosión por humedad/contaminantes	Pérdida total de control del piloto → sobre/subpresión	Pérdida súbita de presión de control; Pout inestable	Variación brusca de Pout o caída de presión piloto	Retirar de servicio; reemplazar resorte/kit interno; prueba funcional completa
Piloto	Corrosión del resorte	Humedad/condensados en cámara; gas agresivo	Cambios erráticos en la fuerza del resorte; deriva intermitente	Inspección en mantenimiento; hallazgos de óxido	Evidencia de corrosión en inspección	Cambiar resorte y juntas; mejorar purgas y secado de líneas piloto
Piloto	Rotura completa del diafragma	Fatiga por ciclos, envejecimiento del elastómero, ataque químico (H ₂ S/CO ₂), sobrepresión puntual	Pérdida total de presión de control, Pout errática → riesgo de sobre/subpresión	Ruido de fuga, prueba de estanqueidad (caída rápida), Pout inestable tras step	Caída de presión piloto >10% en 1 min o imposibilidad de sostener setpoint	Sustituir kit de diafragma de inmediato; inspección interna y recalibración
Piloto	Fisuras/pinhole en diafragma	Envejecimiento, abrasión por partículas, montaje defectuoso	Deriva del setpoint, oscilaciones leves; respuesta lenta	Espuma jabonosa en respiradero, caída >5% en 10 min en cámara piloto, drift sostenido	Desviación ≥ ±3% del setpoint o Ts > 3 s	Reemplazar diafragma y juntas; limpiar cavidades; recalibrar
Piloto	Delaminación / endurecimiento del diafragma	Temperatura, incompatibilidad química, exposición prolongada	Histéresis, hunting, pérdida de linealidad	Step manual: diferencia marcada subida/bajada; error creciente	Error repetido > ±5% en 2 pruebas consecutivas	Cambio de diafragma; verificación de resortes y asiento
Piloto	Sellado perimetral deficiente (mordido/mal asiento)	Montaje incorrecto, brida sin torque cruzado, junta dañada	Fuga interna/externa, deriva intermitente	Inspección visual en mantenimiento; prueba de presión con manómetro	Cualquier indicio de fuga o caída >5% en 10 min	Reensamblar con torque cruzado, cambiar junta; prueba final 100% OK
Bloque de Control (Alta y Baja)	Daño del pin selector	Desgaste mecánico, golpes, lubricación deficiente	Monitorea no conmuta o lo hace erráticamente	Prueba funcional ESD, verificación carrera mecánica	Carrera incompleta o trabada	Cambio de pin y guías, lubricación adecuada
Bloque de Control (Alta y Baja)	Fugas internas o externas	Empaques desgastados, conexiones flojas, microfisuras	Pérdida de presión de control, respuesta lenta	Prueba de estanqueidad (caída >5% en 10 min)	Caída > 5%	Cambio de sellos y ajuste de conexiones
Bloque de Control (Alta y Baja)	Obstrucciones internas	Suciedad, óxido o partículas en galerías y capilares	Retardo en señal, sobrepresiones transitorias	ΔP anómalo, step test con tiempo >3 s	ΔP ≥ 10% sobre base	Limpieza profunda y cambio de orificios
Bloque de Control (Alta y Baja)	Secuencia lógica incompleta	Configuración incorrecta, falla mecánica en el selector	Monitorea no entra en operación correctamente	Prueba funcional ESD, simulación SCADA	Error en cualquier paso de prueba	Ajuste de configuración y calibración

Nota. La tabla muestra el análisis de los modos de falla para las válvulas axiales “Axial Flow American Meter”

En el contexto del RCM, las consecuencias de una falla en una válvula axial monitora pueden clasificarse en tres categorías principales. Desde el punto de vista de seguridad y medio ambiente, existe el riesgo de sobrepresión en el tren de regulación, lo que puede provocar liberaciones controladas o no controladas de gas, así como la activación de sistemas de protección que detienen la operación para evitar accidentes mayores. En el ámbito operativo, una falla puede ocasionar la pérdida de la capacidad de regulación, generando la paralización parcial o total del tramo o de la estación, afectando la continuidad del servicio y comprometiendo la confiabilidad del sistema. Finalmente, en términos financieros, estas fallas representan intervenciones mayores, como el reemplazo de mangas y kits, la reposición de filtros y la asignación de horas hombre no planificadas, lo cual impacta directamente el presupuesto de mantenimiento y la planificación anual de recursos. Este enfoque integral es consistente con metodologías recientes que destacan la importancia de evaluar las consecuencias para priorizar tareas y optimizar la gestión de activos críticos (Moubray, 2021; González-López & Mago-Ramos, 2024)

Para definir el plan de mantenimiento se integrarán monitoreos periódicos en actividades preventivas y técnicas predictivas, utilizando datos de respuesta y pruebas funcionales. Esta información será almacenada y analizada para detectar desviaciones dentro de los parámetros establecidos, anticipando fallas catastróficas y optimizando la gestión de activos.

Preventivo periódico:

- Inspección visual externa de cuerpo de la válvula y Flexitálicos de conexión a bridas, pilotos, cuerpo de bloque control y verificación de fugas: trimensual.

ANÁLISIS COMPARATIVO DE COSTOS ENTRE MANTENIMIENTO 56

- Prueba funcional de conmutación monitora↔trabajadora (forzada, en ventana segura): trimestral (éxito 100%, estabilización ≤ 3 s):. bimensual
 - Reemplazo de manga por vida útil o condición: 3 años o si se superan criterios de desgaste (Se debe verificar fecha de fabricación de la manga).
- Calibración y ajustes de setpoint, verificaciones trimestrales del setpoint mantenimiento desviaciones $\leq \pm 3\%$.
 - Recalibrar pilotos, cambio de resortes o blandos.

Predictivo (CBM):

- Pruebas y registros de tiempos de respuesta de cambios del setpoint, forzar, en ventana segura, micro-entradas de la monitora (p. ej., cambio de setpoint de $\pm 3-5\%$ por 10–20 s) y registrar su firma dinámica: tiempo de respuesta, sobrepaso, asentamiento, oscilación (“hunting”).
- Meta: tiempo de conmutación ≤ 3 s y error $\leq \pm 5\%$ tras el escalón; si no lo cumple; genera OT de ajuste/limpieza/kit.
- Muestreo semestral de líquidos/condensados en el tren (corrosividad, arrastre) y acción correctiva (purgas, cambio de elementos, mejoras de separación).
- Disminuye modos de falla por manga rota/ataque químico y explica degradaciones “inexplicables” de control.

Correctivo planificado:

- Cambiar manga/kit si: a) error sostenido $> \pm 5\%$ pese a calibración; b) evidencia de fisuras/elasticidad perdida; c) test funcional falla.
- Cambio de elementos filtrantes del bloque control por colmatación o aumento de condensados en la línea.
- Cambio de resorte de pilotos por cumplimiento de ciclos de acción.

Este enfoque resulta altamente efectivo porque transforma una función que normalmente permanece inactiva en una fuente continua de datos mediante la recolección de información periódica, como firmas dinámicas y monitoreo basado en condición (CBM). Esto permite gestionar el riesgo mediante inspección basada en riesgo (RBI), optimizando la selección de tareas de mantenimiento, evitando el sobremantenimiento y asegurando la alta disponibilidad de los sistemas redundantes, en concordancia con las recomendaciones más recientes sobre RCM, criticidad y CBM (González-López & Mago-Ramos, 2024)

Debido a que las condiciones operativas del sistema de regulación y sus componentes son idénticas, se establece aplicar las mismas medidas de mantenimiento y recolección de datos tanto para las válvulas trabajadoras como para las monitoras.

Considerando que la válvula monitora permanece en estado expectante, lista para actuar únicamente en caso de falla de la trabajadora, se implementarán actividades operativas de rotación funcional. En cada ciclo de inspección se realizará un intercambio controlado de funciones, donde la válvula trabajadora asumirá el rol de monitora y viceversa.

Estos intercambios serán programados de forma trimestral, registrando los datos obtenidos en cada prueba. Esta estrategia permite:

- Uniformizar los desgastes de los componentes blandos (manguitos, juntas, diafragmas).
- Obtener información confiable sobre la condición y confiabilidad del sistema.
- Garantizar que, ante una eventual falla, la válvula monitora se encuentre operativa y lista para asumir el control.

De esta forma, se asegura la funcionalidad integral del sistema, reduciendo el riesgo de fallas ocultas y mejorando la trazabilidad de la información para la gestión de mantenimiento.

4.3.1.2. Medidor Turbina: Funciones estándares de diseño:

- Función primaria: medición de volumen para transferencia y custodia, manteniendo un error de lectura de $\leq \pm 1\%$ entre $0.2Q_{max}$ de acuerdo con su curva patrón y porcentajes de lectura de tolerancia.
- Funciones secundarias
 - Continuidad y estabilidad de señales
 - Garantizar la transmisión continua y estable de las señales LF (baja frecuencia) y HF (alta frecuencia) hacia el corrector o sistema de telemetría.
 - Evitar pérdidas de datos que afecten la precisión de la medición y el diagnóstico del estado operativo.
 - Integridad mecánica del tren de medición
 - Mantener el rotor y los rodamientos en condiciones óptimas, asegurando un giro libre, sin fricción excesiva, vibraciones o ruidos anormales.
 - Prevenir desgastes que puedan generar desviaciones en la medición o fallas mecánicas.
 - Mínima pérdida de carga
 - Permitir el paso del gas a través del medidor sin generar caídas de presión significativas.
 - Mantener la eficiencia del sistema de transporte de gas y evitar impactos en el proceso de regulación.
 - Condicionamiento adecuado del flujo de gas
 - Operar únicamente con flujo uniforme y estable, evitando turbulencias que afecten la exactitud de la medición.

- Respetar las longitudes rectas mínimas de tubería requeridas en la instalación, según las especificaciones del fabricante.
 - Protección contra contaminantes
 - Garantizar que el gas esté libre de partículas sólidas y líquidos mediante el uso de filtros aguas arriba.
 - Proteger los elementos internos (rotor, rodamientos y sensores) de daños por corrosión o desgaste.
 - Estanqueidad en tomas de presión y temperatura
 - Mantener completamente selladas las conexiones de presión y temperatura utilizadas para la compensación de volumen corregido.

Tabla 11

Modos de Falla medidores tipo turbina.

Componente	Modo de falla	Causas probables	Efectos principales	Detección / Indicadores	Acción preventiva / correctiva
Cuerpo principal	Fisuras o microfisuras	Fatiga por presión, golpe mecánico durante maniobra, corrosión externa	Fugas de gas, riesgo de incendio, pérdida de precisión	Inspección visual, prueba de estanqueidad	Reparación por soldadura o cambio del cuerpo; protección anticorrosiva
Cuerpo principal	Deformación por esfuerzos	Montaje inadecuado, golpes, tubería mal alineada	Desalineación interna, bloqueo parcial del rotor	Alineación con plantilla, verificación dimensional	Corrección de soportes, ajuste de montaje
Turbina (rotor)	Daño en álabes (doblados/rotos)	Partículas sólidas, golpes por flujo irregular, corrosión	Error de medición, vibración, ruido anormal	Señal HF anómala, inspección interna, spin test	Sustitución de turbina, mejora de filtración y acondicionamiento
Turbina (rodamientos)	Desgaste o falta de lubricación	Mantenimiento deficiente, contaminación, gas húmedo	Aumento de fricción, deriva en lectura, falla mecánica	Spin test, ruido anormal, temperatura	Lubricación periódica, cambio de rodamientos
Odómetro	Falla de conteo	Desgaste mecánico, golpe en engranajes, falta de calibración	Error en volumen acumulado, pérdida de trazabilidad	Verificación de lectura vs SCADA, auditoría	Recalibración o cambio de odómetro

ANÁLISIS COMPARATIVO DE COSTOS ENTRE MANTENIMIENTO 60

Acondicionador de flujo	Obstrucción por suciedad	Gas sucio, filtros aguas arriba defectuosos	Perfil de flujo distorsionado, error de medición	ΔP elevado, inspección visual	Limpieza interna, cambio de filtros
Acondicionador de flujo	Daño estructural	Corrosión, golpe mecánico	Vibraciones, turbulencia excesiva	Vibración anormal, revisión durante parada	Sustitución de pieza, control de corrosión
Almacenamiento de aceite	Fugas	Empaques deteriorados, exceso de presión	Falta de lubricación, contaminación ambiental	Inspección visual, nivel bajo en depósito	Cambio de sellos, verificación periódica
Almacenamiento de aceite	Contaminación de aceite	Ingreso de partículas o humedad	Lubricación deficiente, daño de rodamientos	Análisis visual, color y viscosidad	Cambio de aceite, filtración
Sensor de pulsos (LF/HF)	Señal intermitente o pérdida total	Cableado suelto, daño en sensor NAMUR, interferencia	Falta de conteo, datos erráticos en SCADA	Prueba eléctrica, conteo cruzado LF/HF	Ajuste de cableado, reemplazo de sensor
Sensor de pulsos (LF/HF)	Señal falsa o distorsionada	Vibración, mal blindaje	Datos incorrectos	Osciloscopio, revisión en corrector	Blindaje adecuado, cambio de sensor
Bomba de lubricación manual	Bloqueo o falla de bombeo	Falta de limpieza, desgaste de componentes	Falta de lubricación en rodamientos	Inspección visual, presión en línea de lubricación	Limpieza periódica, cambio de bomba
Bomba de lubricación manual	Fugas de aceite	Sellos defectuosos, conexiones flojas	Contaminación del entorno, pérdida de aceite	Inspección visual, nivel bajo	Cambio de sellos, ajuste de conexiones

Nota. La tabla muestra el análisis de los modos de falla para los medidores turbine gas meter marca metreg.

El objetivo del plan de mantenimiento es garantizar la confiabilidad metrológica y la disponibilidad continua del equipo, asegurando la transferencia de custodia sin interrupciones. Este plan incluye actividades preventivas, predictivas y correctivas, con una periodicidad basada en las condiciones operativas y en las recomendaciones del fabricante.

Mantenimiento preventivo:

- Inspección visual trimestral para detectar fisuras, corrosión y desgaste en la estructura.

ANÁLISIS COMPARATIVO DE COSTOS ENTRE MANTENIMIENTO 61

- Prueba de estanqueidad semestral o después de intervenciones para verificar ausencia de fugas en bridas y conexiones.
- Lubricación mensual de los componentes usando bomba manual según recomendación técnica del fabricante.
- Inspección anual interna para revisar álabes, desgaste o daño
- Limpieza general durante paradas mayores para asegurar la integridad mecánica.
- Comparación mensual de lecturas de odómetro con SCADA y patrones de referencia para asegurar exactitud.
- Limpieza semestral para remover obstrucciones y garantizar un perfil de flujo adecuado.
- Verificación estructural para evitar vibraciones y turbulencias.
- Medición mensual de la caída de presión (ΔP) en filtro a la entrada del medidor.
- Verificación mensual de nivel y calidad del aceite almacenado.
- Limpieza trimestral de la bomba y revisión de posibles fugas.
- Revisión trimestral de cables, conexiones y blindajes; hay que asegurar que no existan interferencias ni falsos pulsos que afecten la transmisión de datos.

Mantenimiento predictivo:

- Spin Time Test
 - Ejecución trimestral para evaluar la fricción y el tiempo de giro libre del rotor.
 - Un tiempo de giro menor al estándar indica desgaste o fricción excesiva.
- Monitoreo de señales HF y LF
 - Revisión trimestral de la estabilidad y continuidad de las señales electrónicas.

ANÁLISIS COMPARATIVO DE COSTOS ENTRE MANTENIMIENTO 62

- Identificación de patrones anómalos que indiquen daño en el rotor o inestabilidad operativa.
- Análisis de tendencia de ΔP
 - Seguimiento mensual de la caída de presión en filtros y acondicionadores para predecir saturación de elementos.
- Prueba funcional integral
 - Ejecución anual para validar la calibración y desempeño global del medidor, verificando cumplimiento de las normas EN 12261 y OIML.
 - Incluye revisión de caudal, ΔP , señales y exactitud metrológica.

Se establecerá que el modelo de fallas desarrollado para los medidores principales también será aplicado a todos los medidores de respaldo, ya que cumplen exactamente las mismas funciones operativas y presentan los mismos modos de falla. Esto garantiza una gestión uniforme y una trazabilidad clara en el plan de mantenimiento.

- Los medidores principales y de respaldo se operarán de forma alternada, asegurando que ambos se mantengan en condiciones óptimas y con desgastes equilibrados.
- En cada ciclo de inspección y mantenimiento, se realizará el intercambio controlado de funciones: el medidor de respaldo asumirá el rol principal y viceversa.
- Esta rotación permite detectar fallas incipientes y asegurar que ambos equipos puedan entrar en operación inmediata cuando se requiera, reduciendo riesgos de fallas ocultas.
- Cuando alguno de los medidores necesite ser enviado a laboratorio para medición y calibración, el otro quedará activo como equipo principal, manteniendo la redundancia operativa en todo momento.

- Este procedimiento asegura que nunca exista un periodo sin respaldo y que el sistema de medición conserve su confiabilidad metrológica, indispensable para la transferencia de custodia.

Este esquema se alinea con las mejores prácticas de RCM y mantenimiento basado en condición (CBM), donde se busca mantener la confiabilidad de los activos críticos a través de la alternancia operativa, la calibración periódica y la gestión de redundancia para maximizar la disponibilidad y continuidad del servicio.

4.3.2. Actividades de mantenimiento equipos semicríticos.

El objetivo es asegurar la confiabilidad y disponibilidad de estos activos que, si bien no son críticos, cumplen funciones importantes para la operación segura y eficiente. Estas actividades se centrarán en inspecciones, mantenimientos periódicos y tareas predictivas básicas, optimizando recursos y evitando fallas que puedan afectar indirectamente el sistema.

Las actividades de mantenimiento para equipos semicríticos estarán orientadas a detectar fallas recurrentes y prevenir la degradación funcional, evitando un sobreenálisis detallado como el que se aplica a los equipos críticos. Se dará prioridad al monitoreo visual y funcional, complementado con pruebas periódicas que permitan identificar tendencias y anticipar problemas antes de que afecten la operación. Todos los registros obtenidos durante las inspecciones y pruebas serán integrados al GMAO, asegurando la trazabilidad de la información, la generación de evidencias y la retroalimentación continua para la mejora del plan. Finalmente, los planes de mantenimiento serán ajustados de forma dinámica, tomando como base los datos históricos y las observaciones obtenidas en campo, en línea con la filosofía de mantenimiento basado en condición, que promueve la optimización de recursos y la toma de decisiones fundamentadas en evidencia operativa (Mobius Institute, 2022).

El actuador, como elemento de seguridad, debe ser considerado en el análisis a pesar de que sus fallas históricamente sean mínimas o incluso nulas durante su montaje y operación. Es fundamental identificar sus modos de falla y establecer modelos de inspección periódica que permitan la detección temprana de posibles degradaciones, evitando fallas en el momento crítico en que el actuador deba operar. Este equipo solo entra en funcionamiento bajo condiciones extremas del sistema, como sobrepresiones o presiones muy bajas, lo que implica que puede mantener fallas ocultas si no se cuenta con una estrategia de inspección frecuente. Implementar rutinas programadas de verificación garantiza la confiabilidad de este componente, asegurando que responda de forma correcta cuando sea requerido y reduciendo riesgos operativos y de seguridad.

Tabla 12*Modos de falla de actuador*

Equipo / Componente	Modo de falla	Efecto
Cuerpo principal	Fisura/fuga en tapas o cuerpos	Pérdida de presión → carrera incompleta
Pistones	Sellos gastados	Baja fuerza; tiempos altos
Piñón central	Desgaste/holgura	Posición imprecisa
Tapas laterales	Deformación/fuga	Pérdida de presión
Resortes	Fatiga/rotura	Falla de retorno/safety
Indicador de posición	Desalineado/roto	Lectura engañosa

Nota. Se muestran los posibles modos de falla del actuador.

Plan preventivo:

- Inspección de fugas en cuerpo conexiones y pilotos. Mensual
- Verificación de estado físico del actuador, cuerpo, tapas y uniones. Semestral
- Verificación de estado físico de indicador. Semestral
- Confirmar funcionamiento con pruebas controladas de actuado remoto y funcionamiento por baja presión. Mensual
- Mantenimiento Overhaul de cambio de resortes y elementos blandos. Triannual

Plan predictivo:

Plan predictivo:

Prueba funcional trimestral con registro digital.

- Registrar curvas de tiempo vs. presión mediante sistema SCADA.
- Indicadores clave:
 - Tiempo de actuación $> 10\%$ sobre estándar evaluado \rightarrow alerta temprana.
 - Vibraciones anómalas durante la operación \rightarrow posible desgaste en piñón.

El filtro coalescente es un equipo fundamental dentro del sistema, ya que actúa como la primera barrera de protección para equipos críticos como el sistema de regulación y medición. Su función principal es limpiar el gas natural, garantizando que llegue en condiciones adecuadas para ser regulado y medido de forma precisa y segura.

Este equipo es responsable de retener y separar contaminantes sólidos y líquidos, como hidrocarburos pesados (CH_x), condensados, partículas de corrosión, así como grasas o aceites provenientes de los procesos de extracción en los campos productores. De esta manera, evita que estos contaminantes ingresen a los sistemas de regulación y medición, donde podrían causar desgaste acelerado, obstrucciones, fallas en válvulas y pilotos, además de afectar la exactitud de la medición y la confiabilidad operativa.

Su correcto funcionamiento es clave para mantener la continuidad del servicio y proteger la infraestructura aguas abajo, minimizando riesgos de paradas no programadas y reduciendo costos de mantenimiento correctivo en equipos de mayor criticidad. Por este motivo, el filtro coalescente debe contar con un plan de mantenimiento robusto, que incluya monitoreo de presión diferencial (ΔP), inspecciones periódicas y estrategias de reemplazo basadas en condición (CBM), asegurando así la eficiencia del sistema y la vida útil de los equipos asociados.

Según la norma API Standard 614, la integridad mecánica de equipos estáticos y rotativos depende en gran medida de sistemas de filtración adecuados que prevengan el ingreso de contaminantes como líquidos, aceites y sólidos a los equipos aguas abajo, protegiendo así la confiabilidad y la seguridad operacional (American Petroleum Institute, 2014).

Tabla 13

Modos de falla filtro coalescente

Equipo / Componente	Modo de falla	Efecto
Elemento filtrante	Colmatación / rotura	$\Delta P \uparrow$ / bypass sólidos
Indicador nivel tubular (vidrio + empaques)	Fuga/rotura	Pérdida de contención
Válvula de drenaje (tipo aguja)	Obstrucción/fuga	Acumulación líquidos o fuga
Manómetros integrados	Descalibración/daño	Lecturas erradas $\Delta P/PI$
Manómetro diferencial	Error/atasco de la cápsula	ΔP falso \rightarrow cambio tardío

Nota. Se muestran los modos de falla del filtro.

Mantenimiento preventivo:

- Inspección visual externa, integridad estructural, verificación de fugas, conexiones.
- Verificación de funcionamiento de válvula de drenaje, sin obstrucciones.
- Verificación de niveles de condensados, drenar al encontrar nivel superior al 10%
- Calibración de anual de manómetro diferencial.
- Cambio de elemento filtrante cada 12 meses y el diferencial muestre una presión superior a los 2 psi

Mantenimiento predictivo.

- Monitoreo mensual de diferencial de presión y análisis de tendencia; realizar históricos para hacer predicción de cambio del elemento filtrante.

En el equipo WOS se distinguen dos trenes principales: la línea de gas y la línea de odorante. La línea de gas comprende componentes críticos como el regulador de presión y la

válvula de alivio, mientras que la línea de odorante incluye una bomba neumática, un filtro de 7 μm , válvulas check, solenoides y un indicador de flujo. Para estos elementos se establecen tres actividades principales: (i) una inspección funcional anual que verifica puntos clave como set points, respuesta dinámica, estanqueidad interna, y pruebas de disparo y retorno, además de calibraciones necesarias; (ii) una verificación mensual de fugas, empleando espuma detectora o equipos portátiles enfocándose en uniones, sellos y empaques; y (iii) una revisión mensual de condición física y operativa que contempla aspectos como corrosión, vibraciones anómalas, ruidos, temperatura, contaminación y estado del suministro de aire, mangueras y racores.

Estas actividades se alinean con los modos de falla identificados en el sistema, principalmente la descalibración u obstrucción del regulador de presión a 50 psi, que ocasiona una presión incorrecta hacia la bomba, y la falla en la apertura de la válvula de alivio a 65 psi, lo cual puede generar sobrepresión o pérdidas operativas. El mismo enfoque de mantenimiento preventivo se aplica a la bomba neumática, filtro, válvulas check, solenoides e indicador de flujo para asegurar la confiabilidad, integridad y conformidad operativa del sistema. Este plan refleja las mejores prácticas en la gestión de mantenimiento de estaciones City Gate, garantizando la operación segura y continua del sistema de distribución de gas natural (Emerson, 2024; EPA, 2002).

Tabla 14
Modos de falla línea de gas

Odorización línea de gas		
Equipo / Componente	Modo de falla	Efecto
Regulador 50 psi (cartucho interno)	Descalibración/obstrucción	P1 incorrecta a bomba
Válvula de alivio 65 psi (resorte + sello)	No abre / abre bajo	Sobrepresión / pérdidas

Nota. Estas fallas derivan de una inspección en campo y manual del equipo WOS Witech

Tabla 15
Modos de falla línea de odorante

Odorización línea odorante		
Equipo / Componente	Modo de falla	Efecto
Bomba neumática (kit diafragmas/sellos)	Fuga o caudal bajo	Dosificación insuficiente
Filtro 7 μm (cartucho)	Colmatación / canalización	Suciedad a válvulas/bomba
Válvulas check (kit)	No cierra/pegada	Retorno / sifonaje
Válvula solenoide (bobina+cuerpo)	Bobina abierta / asiento sucio	No dosifica / bypass
Sight Flow Indicator (conjunto)	Cristal opaco/fuga	No confirmación visual

Nota. Estas fallas derivan de una inspección en campo y manual del equipo WOS Witech

El sistema electrocorrector es vital en la operación, pues capta señales analógicas de variables críticas como presión y temperatura, las convierte a digitales y las transmite al sistema SCADA. Esto permite un control en tiempo real y decisiones operativas acertadas. Su función es esencial para asegurar la exactitud en la medición del gas en traspaso y custodia, base de la confiabilidad, cumplimiento normativo y procesos de facturación (García et al., 2023; API MPMS, 2022).

Los registros y cuestionarios aplicados revelan una baja incidencia de fallas en este equipo, reflejando un comportamiento confiable. Sin embargo, dada su criticidad y requisitos normativos internacionales, se diseñó un plan de mantenimiento preventivo que incluye: calibraciones anuales de sensores RTD y unidades RTU para asegurar la exactitud y trazabilidad (ISO 17025:2017; API MPMS 21.1, 2022); inspecciones periódicas de conexiones eléctricas y módulos internos para evitar fallas mecánicas o corrosión; monitoreo de tendencias y análisis de datos para identificar desviaciones tempranas; y registro detallado de actividades mediante un CMMS para facilitar auditorías y mejora continua.

En este contexto, se definió una estrategia de mantenimiento preventivo y de inspección, centrada principalmente en:

- Calibraciones anuales de los sensores de temperatura (RTD) y de la unidad remota de telemetría (RTU), tal como exige la normativa para los sistemas de medición de gas de traspaso y custodia, con el fin de garantizar que los datos reportados sean exactos y trazables (ISO 17025:2017; API MPMS 21.1, 2022).
- Inspecciones periódicas de todas las conexiones eléctricas, tarjetas electrónicas y módulos internos, verificando su estado físico, limpieza y correcta instalación, para prevenir fallas por fatiga mecánica o corrosión.
- Monitoreo de datos históricos, revisando tendencias y detectando valores anómalos o fuera de lo común, lo cual permite identificar de forma temprana posibles desviaciones en la medición y programar calibraciones correctivas cuando sea necesario.
- Registro detallado de actividades, asegurando trazabilidad mediante el CMMS y facilitando auditorías regulatorias y procesos de mejora continua.

Este enfoque, alineado con estándares internacionales y basado en la confiabilidad histórica, optimiza recursos, reduce costos por paradas no planificadas y garantiza la integridad del proceso de medición y control del gas. Además, fortalece la trazabilidad de datos y la confiabilidad operativa, pilares fundamentales en la gestión moderna de activos en la industria del gas natural (Fernández et al., 2024; ISO 14224:2016). Los sistemas SCADA, que integran el electrocorrector, son herramientas claves para supervisar, controlar y automatizar la distribución de gas, proporcionando visibilidad en tiempo real y alertas tempranas para mantener la operación segura y eficiente (Eisenberg, 2025; Emerson, 2024).

Tabla 16

Modos de falla sistema electrocorrector, sensores primarios

Electrocorrector sensores primarios		
Equipo / Componente	Modo de falla	Efecto
RTD PT100	Deriva/rotura	T errónea → volumen corregido mal
Transmisor P absoluta (P1)	Deriva/falla 4–20 mA	Cálculo errado del volumen
Transmisor ΔP	Saturación/deriva	Error de caudal
Sensor de caudal (pulser/encoder)	Señal intermitente	Pérdida conteo
Termopozo RTD	Fuga/daño rosca	Fuga; error térmico

Nota. La tabla muestra las fallas evidentes del sistema del electrocorrector.

Tabla 17

Modos de falla electrocorrector, tarjetas y módulos

Electrocorrector tarjetas y módulos		
Equipo / Componente	Modo de falla	Efecto
Entradas analógicas (4–20 mA)	Canal fuera de rango	Datos inválidos
Entradas digitales	Rebote/lectura falsa	Alarmas falsas
Tarjeta Modbus/RS485	Comunicación intermitente	Pérdida de telemetría
Tarjeta de memoria	Corrupción / fin de vida	Pérdida de datos

Nota. La tabla muestra las fallas evidentes del sistema del electrocorrector.

El sistema eléctrico de la estación es esencial para mantener la operación continua y confiable, sosteniendo la comunicación, medición y transmisión de datos hacia el SCADA y equipos críticos como el electrocorrector y actuadores, asegurando el registro fiable de variables de proceso y evitando pérdidas de información y riesgos (Moubray, 2020; Smith & Hawkins, 2019). Para su mantenimiento se implementa un plan basado en condición, con inspecciones físicas trimestrales de gabinetes, breakers, fusibles, GFCI y sistemas de tierra conforme a normas RETIE y NTC 2050, complementadas con pruebas termográficas que detectan puntos anómalos de calentamiento para prevenir fallas por sobrecarga o falsos contactos. Las acciones correctivas se ejecutan bajo un esquema de mantenimiento correctivo por condición, priorizando seguridad y confiabilidad, alineado con estrategias RCM basadas

en la condición real y criticidad del activo (Moubray, 2020; Smith & Hawkins, 2019). Este enfoque permite minimizar interrupciones no planificadas y maximizar la disponibilidad del sistema eléctrico, manteniendo la integridad de los procesos de comunicación y medición clave para la transferencia y custodia del gas natural.

Tabla 18

Modos de falla tablero eléctrico

Tablero eléctrico		
Equipo / Componente	Modo de falla	Efecto
Gabinete NEMA 3R/4X	Ingreso de agua/polvo	Cortos/corrosión
Breakers derivados	Disparo intempestivo	Paro parcial
GFCI 30 mA	No dispara / dispara en falso	Riesgo eléctrico / indisponibilidad
Fusibles / seccionadores	Fusión por sobrecarga	Interrupción
Fuente 12/24 VDC	Ripple / caída	Fallas espurias en instrumentos
Borneras/peine de tierra	Aflojamiento/oxidación	Fallas intermitentes

4.3.3. *Actividades de mantenimiento equipos semicríticos*

En esta sección se define el enfoque para el mantenimiento de equipos no críticos, aquellos que, aunque necesarios para la operación de la estación, no generan un impacto significativo en la seguridad, confiabilidad ni continuidad del servicio en caso de falla. Estos activos serán gestionados bajo planes de mantenimiento preventivo basados en inspección, previamente definidos por la organización, con el propósito de asegurar su funcionalidad sin incurrir en costos elevados ni análisis complejos que se aplican a los equipos críticos.

Para este proceso, se usarán los planes de mantenimiento existentes, ajustando únicamente la estructura de control y seguimiento mediante la taxonomía propuesta en el capítulo 4.1. Esto permitirá un control más preciso de los costos asociados a cada sistema y subsistema, garantizando trazabilidad financiera y técnica en cada intervención, y facilitando

una mejor proyección presupuestal sin necesidad de rediseñar los planes en ejecución (Predictiva21, 2020).

Es fundamental señalar que estos equipos no serán incluidos en el análisis comparativo de viabilidad técnica y costos, dado que su impacto operativo es limitado y el retorno sobre inversión de aplicar estrategias complejas como RCM no justificaría el esfuerzo analítico. Por lo tanto, se mantendrán bajo los planes preventivos y presupuestos anuales ya definidos, concentrando los recursos de ingeniería en los activos críticos, los cuales determinan principalmente el desempeño global de la estación.

Este enfoque es coherente con las recomendaciones internacionales de la norma ISO 14224:2016, que señala la importancia de diferenciar niveles de criticidad de activos para optimizar recursos y enfocar las estrategias avanzadas de mantenimiento en aquellos sistemas que afectan la seguridad, el medio ambiente o la continuidad operativa (Smith & Hawkins, 2019).

Con este modelo, la organización asegura la operatividad eficiente de los equipos no críticos, optimiza costos y garantiza que la gestión de mantenimiento se oriente hacia los activos que verdaderamente impactan el desempeño y confiabilidad de la estación.

5. Comparativo técnico y de costos

En la gestión moderna de mantenimiento, la estimación precisa de costos es un elemento fundamental para la planeación estratégica y la toma de decisiones financieras. En sistemas críticos, como las estaciones de regulación de gas, los costos de mantenimiento no pueden evaluarse únicamente desde la perspectiva preventiva tradicional, sino que deben considerar la probabilidad de falla y las consecuencias asociadas a cada modo de falla. Bajo la filosofía de Mantenimiento Centrado en Confiabilidad (RCM), el costo total se construye a partir de la suma ponderada de las actividades preventivas, predictivas y correctivas, siendo

estas últimas las de mayor incertidumbre por depender del estado real de los equipos (Moubray, 1997; Gulati & Smith, 2013).

La fórmula básica de costos integra el análisis de confiabilidad con la gestión financiera, permitiendo cuantificar el impacto económico de las fallas mediante el producto entre la probabilidad de ocurrencia y el costo de la consecuencia. Este enfoque está alineado con las directrices de la norma ISO 14224:2016, la cual establece metodologías para la recopilación y análisis de datos de mantenimiento y confiabilidad en la industria del gas y petróleo (ISO, 2016). De manera complementaria, la norma ISO 55000:2014 enfatiza la importancia de relacionar estos costos con la gestión integral de activos, asegurando que las inversiones en mantenimiento se traduzcan en valor sostenible para la organización (ISO, 2014).

Figura 11

Formula de cálculo de costos de mantenimientos basados en confiabilidad

$$C_{\text{Total}} = \sum_{i=1}^n (P_{\text{falla}_i} \times C_{\text{consecuencia}_i}) + C_{\text{Preventivo}} + C_{\text{Predictivo}}$$

Nota. Adaptado de *Research and application of reliability-based cost model for preventive maintenance interval optimization* (Zhang & Ma, 2022).

El uso de esta fórmula no solo proporciona una base para la elaboración de presupuestos más precisos, sino que también respalda la evaluación de indicadores estratégicos como el ROI (Retorno sobre la Inversión) y el ROA (Retorno sobre Activos), que permiten medir la efectividad financiera de las decisiones tomadas en el área de mantenimiento (Dhillon, 2006; Vera Ramírez, 2019). De esta manera, se logra una visión integral que vincula la confiabilidad técnica con la sostenibilidad económica, orientando los recursos hacia la reducción de fallas críticas y la optimización de la operación.

5.1. Costos actuales y costos propuestos

5.1.1. Costos mantenimiento de regulación

El sistema de regulación de gas natural es uno de los componentes más críticos dentro de la operación, ya que garantiza la correcta presión y caudal de suministro hacia las redes de distribución. Actualmente, la estrategia de mantenimiento aplicada a estos equipos se basa principalmente en intervenciones periódicas de carácter preventivo, las cuales se realizan en función de una frecuencia fija y no del estado real de los componentes.

Tabla 19

Costos de actividad anual mantenimiento válvula reguladora de baja

Material	Costo
Manga	\$ 2.993.746.80
Filtros bloque control	\$ 219.939.86
Flexitálicos	\$ 11.373.32
Kit piloto buna	\$ 495.309.60
O-ring	\$ 6.116.32
Ayudante mecánico	\$ 27.588.01
Total	\$ 3.754.073.91

Nota. Datos de costos extraído del ERP SIESA propio de la empresa

Tabla 20

Costos de actividad anual mantenimiento válvula reguladora de alta

Material	Costo
Manga	\$ 3.274.520.58
Filtros bloque control	\$ 219.939.86
Flexitálicos	\$ 12.794.99
Kit piloto buna	\$ 495.309.60
O-ring	\$ 6.116.32
Ayudante mecánico	\$ 27.588.01
Total	\$ 4.036.269.36

Nota. Datos de costos extraído del ERP SIESA propio de la empresa

En la práctica, cada seis meses se ejecutan actividades de cambio de kits de buna (elementos blandos de sellado), y anualmente se realizan reemplazos de la manga de la válvula axial, independientemente de su condición operativa o de los resultados obtenidos en las inspecciones técnicas. Este enfoque, aunque asegura la disponibilidad inmediata de los

equipos, genera sobrecostos significativos, dado que se sustituyen piezas que podrían tener aún una vida útil considerable.

Tabla 21

Costos de mantenimiento semestral válvula reguladora de baja y alta

Material	Costo
Filtros bloque control	\$ 219.939.86
Kit piloto buna	\$ 495.309.60
O-ring	\$ 6.116.32
Ayudante mecánico	\$ 27.588.01
Total	\$ 748.953.79

Nota. Datos de costos extraído del ERP SIESA propio de la empresa

Desde la perspectiva de Mantenimiento Centrado en Confiabilidad (RCM), este tipo de prácticas refleja una estrategia reactiva y poco optimizada, ya que no se evalúa el modo de falla ni la probabilidad de ocurrencia antes de ejecutar las intervenciones. Además, la sustitución prematura de componentes implica costos adicionales por repuestos, mano de obra y tiempos de parada, afectando la eficiencia financiera y operativa del sistema (Moubroy, 1997; Gulati & Smith, 2013).

El costo actual del mantenimiento de regulación asciende a \$9.570.446 COP para la regulación de alta presión y \$9.006.055 COP para la baja presión, dando un total de \$18.576.501 COP por ciclo. Este valor se genera por actividades programadas con frecuencias fijas, donde se reemplazan componentes sin considerar su estado real, generando sobrecostos.

En la propuesta bajo RCM, las actividades preventivas y predictivas se basan en inspección y limpieza, por lo que no generan costos de materiales y pueden ser excluidas del cálculo. El costo se enfoca únicamente en la probabilidad de falla de los componentes críticos, aplicada mediante la fórmula:

Figura 12

Ecuación cálculo de presupuesto anual RCM

$$[C_{\text{Total}} = \sum_{i=1}^n (P_{\text{falla}_i} \times C_{\text{consecuencia}_i})]$$

Para calcular la incidencia del gasto anual, se considera la probabilidad de falla individual de cada componente crítico de la válvula reguladora. A cada elemento se le asigna un porcentaje de falla estimado con base en su comportamiento operativo y su importancia dentro del sistema.

En este caso, se establece que la manga, junto con los Flexitálicos y el O-ring (cambiados en conjunto), tiene una probabilidad de falla anual del 30%.

Los filtros del bloque control presentan una probabilidad del 20%, mientras que el kit de los pilotos (buna) se estima con un 50% de probabilidad de reemplazo durante el año.

La incidencia de gasto se calcula aplicando la fórmula:

Figura 13

Cálculo de costo esperado para la regulación

$$[C_{\text{esperado}} = 0,30 \cdot (C_{\text{manga}} + C_{\text{flex}} + C_{\text{O-lring}}) + 0,20 \cdot C_{\text{filtro}} + 0,50 \cdot C_{\text{kit_piloto}}]$$

Tabla 22

Resultado de los costos esperados

Concepto	Regulación Baja (COP)	Regulación Alta (COP)
Manga + Flexitálicos + O-ring (30%)	\$903.370,93	\$988.029,57
Filtros bloque control (20%)	\$43.987,97	\$43.987,97
Kit pilotos (50%)	\$247.654,80	\$247.654,80
Subtotal esperado	\$1.195.013,70	\$1.279.672,34

Nota. Datos de costos extraído del ERP SIESA propio de la empresa

Figura 14

Cálculo de ahorro de acuerdo con metodología CMR

$$\%Ahorro = \frac{Costo_{\text{Actual}} - Costo_{\text{Proyectado}}}{Costo_{\text{Actual}}} \times 100$$

$$\%Ahorro = \frac{7.790.343,27 - 2.474.686,04}{7.790.343,27} \times 100 = 68,24\%$$

El costo actual de mantenimiento representa 316% del costo proyectado, lo que evidencia un gasto excesivo generado por cambios preventivos innecesarios. La implementación del modelo RCM permitiría una reducción del 68,24% en los costos anuales, optimizando el uso de recursos y extendiendo la vida útil de los componentes blandos hasta tres años. Además, se identificó que el mayor peso del gasto se concentra en el paquete

conformado por la manga, los flexitálicos y el O-ring, los cuales representan más del 75% del costo total en ambos tipos de regulación.

5.1.2. Costos de mantenimiento de la medición.

El sistema de medición es fundamental para garantizar la correcta contabilización y control de los volúmenes de gas entregados, asegurando precisión y confiabilidad en la operación (Mobley, 2020). En la actualidad, el mantenimiento de estos equipos se realiza bajo una estrategia predominantemente preventiva, que implica cambios de componentes críticos como elementos de medición, filtros y sellos en intervalos fijos, sin considerar el estado real de dichos componentes (Nowlan & Heap, 1978).

Esta metodología genera sobrecostos por la sustitución prematura de piezas que aún conservan vida útil, además de producir paradas operativas que afectan la disponibilidad y continuidad del sistema (Smith & Hinchcliffe, 2024).

El Mantenimiento Centrado en la Confiabilidad (RCM) propone que los costos de mantenimiento se determinen en función de la probabilidad de falla de cada componente crítico, incluyendo inspecciones periódicas y actividades de limpieza que actúan como estrategias preventivas y predictivas sin implicar altos costos en materiales (Blanchard, 2022). Esto permite optimizar recursos, minimizar interrupciones y mejorar la eficiencia operativa a largo plazo (Ben-Daya et al., 2023).

En cuanto a los requisitos normativos en Colombia, la Resolución CREG 071 de 1999, modificada por la Resolución CREG 041 de 2008, establece que los equipos de medición del gas natural deben ser calibrados anualmente por laboratorios certificados o acreditados conforme a la norma ISO/IEC 17025, garantizando la trazabilidad y la exactitud de las mediciones (Comisión de Regulación de Energía y Gas - CREG, 2008). Esta calibración anual

es esencial para asegurar la confiabilidad y legalidad en la transferencia de custodia del gas (ONAC, 2025).

Tabla 23

Costo de mantenimiento de cada medidor

Tipo de actividad	Costo
Mantenimiento	\$ 3.859.170.00
Calibración	\$ 4.086.460.00
Total	\$ 7.945.630.00

Nota. Costos presupuestados por empresa Nimocom.

Tabla 24

Costo de mantenimiento correctivo ejecutado por daño de odómetro

Tipo de actividad	Costo
Correctivo odómetro	\$ 4.086.460.00
Cartucho de reparación	\$ 13.144.868.52
Total	\$ 17.231.328.52

Nota. Costos de ejecución de correctiva, actividad ejecutada por Nimocom y repuesto empresa INLINE.

De acuerdo con el plan de mantenimiento, las actividades establecidas incluyen la inspección de diferenciales de filtros, pruebas Spin Time Test, verificación de la integridad del cuerpo y mejoras en el sistema de filtración, con el fin de garantizar el correcto funcionamiento del medidor. También se mantiene la frecuencia de lubricación, la revisión general del sistema y el control del estado del gas. Según el manual del fabricante, no se requieren otras intervenciones adicionales, salvo correctivos ocasionados por la presencia de cuerpos extraños en el flujo de gas.

Los costos asociados al sistema de medición deben mantenerse principalmente para las actividades de calibración, dado que, según las condiciones actuales del equipo y la calidad del gas, no deberían generarse correctivos de forma recurrente. Se establece una probabilidad de falla estimada del 10%, la cual se irá ajustando conforme se recopilen datos más precisos durante la operación. En caso de presentarse fallas catastróficas, se debe proceder con el reemplazo total del medidor, debido a la compacidad de sus componentes y al alto costo que

implica su reparación, siendo esta alternativa más eficiente y segura para garantizar la continuidad y confiabilidad del sistema de medición.

5.1.3. Costos de mantenimiento del sistema de filtración.

El sistema de filtración representa un componente clave en la protección de los equipos de regulación y medición, evitando que partículas o condensados presentes en el gas generen fallas costosas. Los costos actuales por intervención corresponden principalmente al reemplazo de los elementos filtrantes y algunos consumibles necesarios para su instalación y operación.

De acuerdo con la información actualizada, el costo total por intervención es de \$3.098.377,50 COP, desglosado en \$3.063.357,50 COP para los elementos filtrantes y \$35.020,00 COP para consumibles. Este valor servirá como base para la proyección anual de gastos y el cálculo de costos bajo el modelo basado en confiabilidad (RCM), donde se evaluará la frecuencia óptima de cambio según condición, con el fin de reducir reemplazos prematuros y optimizar el presupuesto de mantenimiento.

Tabla 25

Actividad de cambio de elementos filtrante semestral

Material	Costo
Elemento filtrante (7 Und)	\$ 3.063.357.50
Consumibles	\$ 35.020.00
Total	\$ 3.098.377.50

Nota. Datos de costos extraído del ERP SIESA propio de la empresa

Al pasar de un esquema preventivo con cambio fijo anual a uno por condición, el sistema de filtración reduce sus costos a la mitad, manteniendo la confiabilidad operativa y eliminando gastos por reemplazos prematuros. Esto significa que, de cada \$3,1 millones invertidos, \$1,55 millones se optimizan y pueden destinarse a otros procesos de mantenimiento estratégico.

Figura 15

Cálculo de costo para el cambio del elemento filtrante.

$$[C_{anual} = P_{falla} \cdot C_{elemento}]$$

ANÁLISIS COMPARATIVO DE COSTOS ENTRE MANTENIMIENTO 80

$$C_{\text{anual}} = 0.50 \times 3.098.377,50 = 1.549.188,75 \text{ COP}$$

Históricamente, el drenaje del sistema se realizaba de forma mensual, independientemente de la cantidad de condensados acumulados. Este esquema generaba costos fijos recurrentes, sin tener en cuenta la condición real del equipo, lo que ocasionaba intervenciones innecesarias y un uso ineficiente de los recursos.

Con la implementación de un modelo basado en condición, el drenaje se ejecutará únicamente cuando el nivel de condensados en el visor supere el 10% de su capacidad. Esto permite optimizar los costos de mantenimiento, ya que las intervenciones se limitan a momentos en los que realmente se requiere, evitando gastos por mano de obra y materiales en actividades innecesarias.

Para este nuevo esquema se asigna una probabilidad de intervención del 20%, basada en el comportamiento histórico y en la proyección operativa. Esta probabilidad se utilizará en la fórmula de costos esperados para calcular el gasto anual.

Tabla 26

Costo de drenaje del filtro anual

Material	Costo
Flexitálicos	\$ 45.852.00
Consumibles	\$ 21.032.00
Total, anual	\$ 802.608.00

Nota. Datos de costos extraído del ERP SIESA propio de la empresa.

$$[C_{\text{anual,dren}} = P_{\text{dren}} \cdot C_{\text{dren}}]$$

$$C_{\text{anual,dren}} = 0.20 \cdot 802.608 \text{ COP}$$

$$C_{\text{anual,dren}} = 160.521,60 \text{ COP}$$

El cambio a un esquema de drenaje por condición reduce los costos anuales de \$802.608 COP a \$13.376,80 COP, logrando un ahorro del 98,33%, además de optimizar los recursos y disminuir la frecuencia de intervenciones innecesarias.

$$[C_{\text{actual,total}} = C_{\text{filtro,actual}} + C_{\text{dren,actual}}]$$

$$[C_{\text{total,proyectado}} = 1.549.188,75 + 160.521,60 = 1.709.710,35]$$

$$\%Ahorro = \frac{3.900.985,50 - 1.709.710,35}{3.900.985,50} \times 100 = 56,15$$

La transición a un esquema de mantenimiento por condición en el sistema de filtración y drenaje reduce el costo anual de \$3,90 millones COP a \$1,71 millones COP, logrando un ahorro del 56,15%, equivalente a \$2,19 millones COP.

Esto demuestra la efectividad del monitoreo de condición para optimizar la sustitución de elementos filtrantes y la ejecución de drenajes, priorizando intervenciones solo cuando son realmente necesarias.

5.1.4. Costos de mantenimiento del sistema de actuador.

En la actualidad, los actuadores reciben mantenimiento preventivo anual, el cual incluye cambio de kits de recambio, pintura y sellos del cuerpo. Sin embargo, este esquema genera sobrecostos, ya que en muchos casos los componentes aún cuentan con vida útil, y los trabajos se ejecutan sin evidencias claras de deterioro.

Con la implementación del nuevo modelo, el mantenimiento preventivo pasará a realizarse cada tres años, mientras que se establecerán inspecciones mensuales de operatividad, enfocadas en revisar parámetros clave y el estado funcional del actuador. Esto permitirá identificar oportunamente desviaciones que requieran mantenimientos correctivos, evitando intervenciones innecesarias.

El costo correctivo se considera únicamente cuando fallan componentes críticos, como el sistema de solenoides, válvulas de alivio o reguladores. Este enfoque asegura que los recursos se destinen a reparaciones reales, optimizando el presupuesto anual y priorizando la confiabilidad del sistema.

$$[C_{\text{actual}} = C_{\text{prev}} + p C_{\text{corr}}]$$

$$[C_{\text{propuesto}} = \frac{1}{3} C_{\text{prev}} + p C_{\text{corr}}]$$

$$[C_{\text{actual}} = 3.511.928 + 0,20 \times 7.538.454 = 3.888.850,7]$$

$$[C_{\text{propuesto}} = \frac{1}{3} \times 3.511.928 + 0,20 \times 7.538.454 = 1.547.565,37]$$

$$[\%Ahorro = \frac{1.547.565,37}{3.888.850,7} \times 100 = 60.20\%]$$

Al reducir la frecuencia del mantenimiento preventivo de anual a cada 3 años, y considerando una probabilidad de falla del 5%, el costo anual disminuye en 60,2%, lo que representa un ahorro de \$2.341.285 COP por actuador al año, optimizando significativamente el presupuesto y priorizando las intervenciones correctivas solo cuando son necesarias.

5.1.5. Costos de mantenimiento del sistema odorizador.

Actualmente, el mantenimiento del sistema odorizador se realiza anualmente, sin que el equipo haya mostrado evidencias de fallas. Sin embargo, el manual del fabricante establece que este mantenimiento debe ejecutarse cada dos años, por lo que se ajustará el plan a este intervalo. Este cambio permitirá optimizar recursos, manteniendo la confiabilidad del equipo y evitando reemplazos innecesarios.

Tabla 27

Costos de mantenimiento preventivo sistema WOS

Tipo mantenimiento	Costo
Kit de mantenimiento (Bomba, telemetría y consumibles)	\$ 23.974.401.00

Nota. Costos extraídos de cotización empresa Nimocom.

$$C_{\text{actual}} = C_{\text{kit}} = 23.974.401$$

$$C_{\text{propuesto}} = \frac{1}{2} \times C_{\text{kit}} = 11.987.200,50$$

$$\Delta C = C_{\text{actual}} - C_{\text{propuesto}} = 11.987.200,50$$

$$\%Ahorro = \frac{\Delta C}{C_{\text{actual}}} \times 100 = 50\%$$

El ajuste del mantenimiento a la periodicidad recomendada por el fabricante reduce el gasto preventivo anual en un 50%, pasando de \$23,97 millones a \$11,98 millones, sin comprometer la confiabilidad operativa del equipo.

5.1.6. Costos de mantenimiento de sensores primarios.

En el caso de los sensores RTD, la calibración anual se mantiene como un costo fijo, ya que es obligatoria por norma y necesaria para garantizar la precisión y confiabilidad en la medición de variables críticas del sistema. Por lo tanto, no se genera ahorro en esta actividad, pues su ejecución no puede modificarse ni diferirse.

Sin embargo, hasta ahora no se tenía en cuenta el costo asociado a la reposición del RTD por falla, el cual corresponde a una intervención correctiva. Según la información técnica, este sensor tiene una vida útil de 10 años, lo que equivale a una probabilidad de falla anual del 10%. Este valor se utilizará para prever y programar financieramente un presupuesto que permita cubrir la eventual sustitución del componente cuando sea necesario, evitando gastos imprevistos.

Tabla 28

Costos de actividades para los elementos de medición por brazo de medición.

Actividad	Costo
RTD Compra	\$ 4.021.783,50
Calibración	\$ 4.033.929,83

Nota. Costos presupuestada por la empresa CDT.

$$C_{\text{proyectado}} = (0,10 \times 4.021.783,50) + 4.033.929,83$$

$$C_{\text{proyectado}} = 402.178,35 + 4.033.929,83 = 4.436.108,18$$

En este caso no se genera ahorro, ya que la calibración debe realizarse obligatoriamente cada año. Sin embargo, al incluir la probabilidad de falla del RTD, se incorpora un presupuesto preventivo para correctivos, permitiendo que el gasto por reemplazo sea previsto y planificado, evitando impactos financieros inesperados y asegurando la continuidad operacional.

5.1.7. Costos de mantenimiento sistema electrocorrector

El sistema de telemetría y adquisición de datos cumple un rol crítico en la operación, ya que permite monitorear variables en tiempo real, garantizar la confiabilidad de la información y activar alarmas que protegen los equipos y la continuidad del servicio. Actualmente, los reemplazos de módulos y tarjetas se realizan únicamente cuando se presenta una falla, sin un presupuesto preventivo definido, lo que genera gastos imprevistos y afecta la planeación financiera.

Para optimizar la gestión, se implementará un modelo basado en confiabilidad donde se asigna a cada componente una probabilidad de falla anual del 5%, en función de la criticidad y el desgaste esperado. Esto permitirá anticipar y programar financieramente los recursos necesarios para reposición, evitando interrupciones inesperadas y mejorando la disponibilidad del sistema.

Tabla 29
Costo de falla del sistema electrocorrector

Equipo / Componente	Modo de falla	Efecto	Costo unitario (COP)
Módulo de entradas analógicas (4–20 mA)	Canal fuera de rango	Datos inválidos	1.200.000
Módulo de entradas digitales	Rebote / lectura falsa	Alarmas falsas	900.000
Tarjeta Modbus / RS-485	Comunicación intermitente	Pérdida de telemetría	350.000
Tarjeta de memoria industrial	Corrupción / fin de vida	Pérdida de datos	250.000
Costo de mano de obra			2.546.258
Total			6.243.047

Notas. Costos extraídos de promedios de costo de internet, haciendo búsqueda con inteligencia artificial.

$$[C_{\text{proyectado}} = \sum_{i=1}^n (P_{\text{falla}} \cdot C_i)]$$

$$C_{\text{proyectado}} = 0,05 \times 6.243.047 = 312.152,35$$

La inclusión de la probabilidad de falla en la planeación financiera permite transformar un gasto imprevisto en un costo controlado, asegurando la disponibilidad de repuestos críticos y la estabilidad operativa del sistema de telemetría. Este enfoque mejora la confiabilidad del servicio y protege la operación frente a interrupciones inesperadas.

5.1.8. Costos de mantenimiento del tablero eléctrico.

Hasta el momento, las actividades relacionadas con el mantenimiento y reemplazo de componentes del tablero eléctrico no han sido presupuestadas ni contempladas dentro de la planeación financiera. Esto ha representado un riesgo operativo y económico, ya que, ante la ocurrencia de fallas, los gastos se han manejado como imprevistos, afectando la disponibilidad del sistema y la continuidad del servicio.

El tablero eléctrico es un sistema crítico que agrupa elementos esenciales como gabinetes, breakers, GFCI, fusibles, fuentes de alimentación y borneras. Estos componentes protegen y alimentan los equipos de regulación, medición y telemetría, por lo que su falla puede generar paros parciales o totales, además de riesgos eléctricos y sobrecostos correctivos.

En este documento se incluye la proyección de costos basada en confiabilidad, asignando una probabilidad de falla anual del 2% a todo el sistema. Esto permitirá anticipar el impacto financiero y garantizar la disponibilidad de recursos para atender posibles fallas, pasando de un esquema reactivo e improvisado a uno planificado y alineado con la estrategia de mantenimiento de la organización.

Tabla 30
Costo de falla del sistema eléctrico

Equipo / Componente	Modo de falla	Efecto	Costo unitario (COP)
Gabinete NEMA 3R/4X	Ingreso de agua/polvo	Cortos/corrosión	2.500.000
Breakers derivados (conjunto)	Disparo intempestivo	Paro parcial	1.200.000
GFCI 30 mA	No dispara / disparo falso	Riesgo / indisponibilidad	180.000
Fusibles / seccionadores	Fusión por sobrecarga	Interrupción	300.000

Fuente 12/24 VDC	Ripple / caída	Fallas espurias	450.000
Borneras / peine de tierra	Aflojamiento/oxidación	Fallas intermitentes	150.000
Costo de mano de obra			2.546.258
Total			8.718.247
Total			6.243.047

Notas. Costos extraídos de promedios de costo de internet, haciendo búsqueda con inteligencia

$$C_{anual} = 0,02 \times (4.780.000 + 240.000) = 0,02 \times 5.020.000 = 100.400 \text{ COP}$$

5.2. Comparativa técnica

La comparativa técnica entre el mantenimiento preventivo tradicional y la metodología basada en confiabilidad (RCM), tomando como caso de estudio el City Gate Patillales. Como se ha evidenciado en los capítulos previos, la aplicación de herramientas de confiabilidad permite identificar, controlar y reducir fallas, optimizando la gestión de activos críticos y maximizando la disponibilidad operativa. A través del análisis FMEA y la estructuración de planes de mantenimiento orientados a la confiabilidad, se logra no solo establecer controles efectivos sobre los modos de falla, sino también optimizar las inversiones asociadas al mantenimiento, logrando un balance adecuado entre costos, riesgos y desempeño. Este enfoque constituye la base para una gestión estratégica y sostenible, evidenciando que la implementación de RCM no solo mejora la confiabilidad de los equipos, sino que también reduce costos operativos, incrementa la seguridad y asegura la continuidad del servicio en la infraestructura de distribución de gas natural.

6. Conclusiones

Al implementar la metodología de mantenimiento centrado en la confiabilidad (RCM) se logró identificar y controlar las fallas de los sistemas críticos, optimizando las inversiones y priorizando los recursos en áreas de mayor impacto. Los análisis realizados evidencian que los mayores gastos operativos se concentran en los sistemas de regulación, medición y filtración,

donde la aplicación de estrategias de confiabilidad genera un ahorro significativo y sostenible a mediano y largo plazo.

Además, la adopción de una taxonomía estandarizada y estructurada permitió una mejor organización de los equipos y componentes, facilitando la trazabilidad de la información, el análisis de fallas y el control operativo. Este enfoque integral no solo fortalece la madurez del proceso de mantenimiento, sino que también permite proyectar presupuestos más ajustados, reales y óptimos, alineados con los objetivos estratégicos de la organización.

En consecuencia, la empresa no solo obtiene un beneficio financiero directo a través de la reducción de costos, sino también un incremento en la confiabilidad y disponibilidad de los activos, consolidando un modelo de gestión más robusto y preparado para los desafíos futuros.

7. Referencias bibliográficas

Al-Turki, U. (2023). Standardized coding systems for maintenance optimization in industrial plants. *Journal of Maintenance Engineering*, 15(3), 221-238.

Asiyai, R., & Rahman, S. (2025). Challenges and strategies for reliability-centered maintenance in Latin America. *International Journal of Reliability and Maintenance*, 44(2), 78-92.

Campbell, J., & Jardine, A. (2022). *Asset Management Excellence: Optimizing Equipment Life-Cycle Decisions*. CRC Press.

Duque-Suarez, J. (2024). Metodologías de confiabilidad aplicadas al sector gasífero colombiano. *Revista Ingeniería y Sociedad*, 12(1), 45-59.

Elhannani, R., Chen, X., & Wang, L. (2024). Criticality analysis using ISO 14224 for gas facilities. *Reliability Engineering & System Safety*, 239, 109345. <https://doi.org/10.1016/j.ress.2023.109345>

Fractal. (2023). Software de gestión de mantenimiento. Recuperado de <https://www.fractal.com>

Fractal. (2025). Gestión de equipos críticos en plantas de gas natural. White Paper.

Geisbush, G., & Ariaratnam, S. (2023). Failure patterns in natural gas regulation systems. *Journal of Pipeline Systems*, 9(4), 311-322.

Gómez, J. (2022). Taxonomía de activos para gestión de mantenimiento. Editorial de Ingeniería.

González, F., López, J., & Torres, M. (2024). Asset classification models for reliability improvement. *Journal of Asset Management*, 25(3), 155-170.

Guzmán Vertel, D. (2017). Mantenimiento basado en condición: teoría y práctica. Editorial Universidad Nacional de Colombia.

International Finance Corporation (IFC). (2007). Environmental, Health, and Safety Guidelines for Natural Gas Processing. Recuperado de <https://www.ifc.org>

Igba, J., Alemzadeh, K., & Sun, X. (2013). Reliability-based critical equipment identification. *Reliability Engineering*, 118, 45-56.

International Society of Automation (ISA). (2009). Instrumentation Symbols and Identification (ISA-5.1). Research Triangle Park, NC: ISA.

International Organization for Standardization (ISO). (2014). ISO 55000: Asset Management – Overview, principles and terminology. Ginebra: ISO.

International Organization for Standardization (ISO). (2016). ISO 14224: Petroleum, petrochemical and natural gas industries — Collection and exchange of reliability and maintenance data for equipment. Ginebra: ISO.

Kardec, A., & Nascif, J. (2020). Gestión estratégica del mantenimiento. Editorial Alfaomega.

Khan, A., & Liu, Y. (2022). Improving FMEA through advanced taxonomies. *Journal of Quality & Reliability Engineering*, 38(2), 210-225.

Lobo Barrera, C., Hernández, V., & Mejía, J. (2013). Evaluación de riesgo para la priorización de mantenimiento industrial. *Revista Ingeniería Industrial*, 5(2), 33-42.

Melendres Quispe, L. (2019). Aplicación de la metodología RCM en sistemas de gas. Universidad Nacional Mayor de San Marcos.

Ministerio de Minas y Energía. (2023). Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas – RETIE. Bogotá: MME.

Moubray, J. (2020). *RCM II: Reliability-Centered Maintenance*. Industrial Press.

Moubray, J. (2022). *Reliability-Centered Maintenance Principles*. Industrial Press.

Nourian, M. (2019). Natural gas gate stations operations and maintenance. *Gas Technology Journal*, 12(4), 225-236.

Parida, A., & Kumar, U. (2022). *Maintenance Performance Measurement and Management*. Springer.

Peñañiel, D. (2021). Comparación de estrategias de mantenimiento preventivo y predictivo en plantas de gas natural. Universidad de Cuenca.

Rivera, A., & Cuenca, D. (2025). Retos del mantenimiento basado en confiabilidad en Latinoamérica. *Revista Técnica de Ingeniería*, 17(1), 50-62.

Rodríguez-Padial, P., et al. (2024). Aplicación de RCM en sistemas energéticos. *Energy Systems Journal*, 9(2), 90-105.

Sharma, S., & Kumar, A. (2023). Reliability engineering and asset management in gas facilities. *Maintenance Management Journal*, 14(2), 112-130.

Sifonte, W., & Reyes-Picknell, J. (2017). *Reliability-Centered Maintenance – Reengineered*. Industrial Press.

Smith, A. (2021). Reliability, Maintainability and Risk: Practical Methods for Engineers. Elsevier.

SP AusNet. (2011). Gas Distribution System – Reverse Flow Management. Technical Report.

Yang, Z., Wang, J., & Zhang, Y. (2020). Decision-making framework for critical asset identification. Reliability and System Safety, 197, 106784.
<https://doi.org/10.1016/j.ress.2020.106784>

8. Referencias normativas

Congreso de la República de Colombia. (1994). Ley 142 de 1994 – Ley de Servicios Públicos Domiciliarios. Diario Oficial de Colombia.

Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG). (1995). Resolución CREG 067 de 1995 – Reglamento Técnico de Gas Combustible.

Icontec. (2023). NTC 3728 – Sistemas de distribución de gas combustible.

Icontec. (2023). NTC 6167 – Sistemas de medición de gas natural.

Ministerio de Minas y Energía. (2023). Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas (RETIE).