

PROPUESTA DE CAMBIO NORMATIVO: GESTIÓN DE CAMBIOS DE CLASE DE TRAZADO EN GASODUCTOS DE TRANSMISIÓN EN ARGENTINA

TGN y TGS

Mariana Inés Corsico, TGS, hermann_dazeo@tgs.com.ar

Fabian Lara, TGS, fabian_lara@tgs.com.ar

Hermann Dazeo, TGS, mariana_corsico@tgs.com.ar

Adrián Destefano, TGN, adrian.destefano@tgn.com.ar

Marianela Gomez, TGN, marianela.gomez@tgn.com.ar

Leonardo Martinetto, TGN, leonardo.martinetto@tgn.com.ar

Sinopsis

En Argentina, la normativa vigente para gasoductos de transmisión es la NAG 100, basada en el 49 CFR Part 192 de EE.UU., prescribe medidas obligatorias frente a cambios de clase de trazado motivados por el incremento poblacional. En cambios de clase de trazado significativos (de CT1 a CT3), estas medidas —reemplazo de cañería o reducción de la presión máxima de operación (MAPO)— resultan de aplicación, y presentan importantes limitaciones: demandan elevados costos, tiempos de obra extensos e impacto en la seguridad de suministro. Además, el marco actual no contempla la diferenciación de condiciones constructivas, antigüedad, presión de operación, ni los resultados de programas de gestión de integridad implementados.

El trabajo analiza normas y estándares internacionales (ASME B31.8, 49 CFR 192, CSA Z662, IGEM/TD/1 y TD/2, AS/NZS 2885, EN 14161, entre otros) y releva sus enfoques frente a cambios de clase de trazado. Se observa que, en múltiples jurisdicciones, los marcos regulatorios han evolucionado hacia esquemas que combinan requisitos prescriptivos mínimos con evaluaciones de ingeniería y metodologías de análisis de riesgo, permitiendo mitigar adecuadamente los riesgos sin necesidad de recurrir sistemáticamente al reemplazo de tuberías o a reducciones de presión.

La metodología aplicada incluye: (i) revisión de la normativa argentina y comparativa con estándares internacionales, (ii) análisis de brechas respecto de los enfoques de gestión de integridad y evaluación de riesgo, y (iii) formulación de una propuesta adaptada al contexto argentino.

Como resultado, se plantea un cambio normativo que contemple un marco de gestión de cambios de clase de trazado incorporando la posibilidad de realizar evaluaciones de ingeniería con análisis de riesgo cuantitativo para definir criterios de elegibilidad o exclusión de ductos, y establece requerimientos adicionales dentro de los Programas de Gestión de Integridad.

Esta propuesta asegura un nivel de seguridad equivalente al prescriptivo, a la vez que brinda flexibilidad técnica y económica. La contribución busca aportar una base sólida para la futura actualización de la NAG 100, alineándola con prácticas internacionales modernas y favoreciendo la operación segura, eficiente y sostenible de los gasoductos en Argentina.

Introducción

La clase de trazado (CT) es un concepto históricamente empleado para establecer requisitos mínimos prescriptivos de diseño, operación y mantenimiento vinculados a la exposición de terceros en cercanías a los gasoductos y la probabilidad de daño a la cañería por excavaciones no autorizadas. Este enfoque, ampliamente utilizado en marcos regulatorios internacionales, utiliza el nivel de ocupación del entorno como criterio para graduar el conservadurismo técnico exigible al sistema.

En Argentina, la NAG-100 (1993) incorpora este criterio y, en particular, en la Sección 611 se establecen los requerimientos aplicables ante cambios de CT, incluyendo las modificaciones asociadas al factor de diseño (F) y los plazos de implementación. Sin embargo, si bien a partir de 2010, la Adenda 1-Parte O introduce el concepto de Programa de Gestión de Integridad con enfoque basado en riesgo, la gestión del cambio de clase en la Sección 611 se mantiene esencialmente prescriptiva y no incorpora, de manera explícita, variables determinantes del estado integral del gasoducto ni resultados de evaluaciones de integridad disponibles en el PGI.

En consecuencia, frente a cambios significativos de CT (CT1 a CT3) el marco actual tiende a conducir a medidas de cumplimiento de gran impacto (reducción de presión o cambio de cañería), que implican costos elevados, plazos extensos e incluso afectación de la continuidad operativa, aun en casos donde, a través de la ejecución de medidas alternativas, se pueda alcanzar un nivel de seguridad equivalente.

La brecha entre el enfoque prescriptivo del cambio de clase y la gestión actual de integridad basada en riesgo constituye la principal motivación del presente trabajo. El objetivo es fundamentar y estructurar una propuesta de cambio normativo para la NAG-100 que habilite, bajo condiciones estrictas, un camino alternativo basado en una combinación de Evaluación de Ingeniería (EA), análisis de riesgo cuantitativo (QRA) y controles de integridad reforzados dentro del PGI para gestionar cambios de CT1→CT3, manteniendo un nivel de seguridad equivalente al enfoque actual normativo.

El alcance incluye: revisión normativa local, comparación internacional, identificación de brechas y formulación de una propuesta adaptada al contexto argentino, considerando limitaciones técnicas locales y el marco institucional y regulatorio vigente.

Desarrollo

Evolución del marco regulatorio argentino – NAG 100 y sus adendas.

La sección 611 de la NAG-100 establece el marco para la gestión de cambios de clase de trazado y define los criterios para confirmar o modificar la MAPO ante un cambio de CT.

La Adenda 1 (2010) incorporó la Parte O de gerenciamiento de integridad en líneas de transmisión, introduciendo explícitamente conceptos de evaluación, análisis de riesgo y priorización por amenazas y foco sobre las áreas sensibles.

La Adenda 2 (2016) incorporó, entre otros, el Apéndice G-20 (Informe de Evaluación de Seguridad), que explicita la metodología de evaluación cuantitativa de riesgos, criterios de aceptación (Intolerable, ALARP y Aceptable) y el proceso de identificación e implementación de medidas de reducción de riesgo cuando sean necesarias.

En paralelo, el ENARGAS sometió a consulta pública una Adenda 4 (2025) orientada a habilitar la operación de ductos de transporte con factores de diseño mayores de $F=0,72$ (hasta $F=0,80$) de acuerdo a ciertas condiciones técnicas, actualizando entre otras las Secciones 611/619/620. Sin embargo, este ajuste no resuelve por sí mismo la problemática específica de cambios CT1→CT3 mediante un esquema formal que contemple una combinación de Evaluación de Ingeniería (EA), análisis de riesgo cuantitativo (QRA) y controles de integridad reforzados.

Revisión comparativa de normas internacionales: Tendencia hacia marcos híbridos.

Un relevamiento comparativo (EE. UU., Canadá, Reino Unido, Australia/NZ, Europa) muestra una evolución gradual desde esquemas puramente prescriptivos (reducir presión o reemplazar cañería para adecuar el factor de diseño F) hacia marcos híbridos, donde se mantiene un “piso” de requisitos mínimos, pero se habilita -bajo condiciones de elegibilidad y evidencia verificable- el uso de Evaluaciones de Ingeniería (EA) y análisis de riesgo, apoyados en tecnologías y procesos modernos de gestión de integridad (ILI, validación de performance, programas de integridad y gestión de amenazas).

- Estados Unidos: De “special permits” a “IM alternative” (2026)

Históricamente, PHMSA contó con un mecanismo formal de permisos especiales (*special permits/waivers*) para autorizar desvíos o modificar el cumplimiento de una o más exigencias regulatorias cuando el operador demuestra que la alternativa es consistente con la seguridad pública.

Basándose en la experiencia histórica de los permisos especiales otorgados, recientemente el enfoque regulatorio evolucionó hacia un esquema formalmente híbrido. En enero de 2026 PHMSA publicó en la Final Rule “Pipeline Safety: Class Location Change Requirements”, efectiva desde el 16/03/2026, incorporó una alternativa basada en gestión de integridad (“IM alternative”) para ciertos segmentos elegibles que pasan de CT1→CT3, reduciendo la necesidad de recurrir de manera sistemática a la reducción de MAPO o al reemplazo de la cañería, para cumplir con los requisitos del factor de diseño. En este sentido, se habla de un enfoque híbrido, dado que el marco regulatorio mantiene la parte prescriptiva, pero incorpora un camino alternativo basado en gestión de integridad para segmentos elegibles con requisitos adicionales verificables.

El esquema “IM alternative” define, en primer lugar, criterios de elegibilidad para los segmentos que pueden aplicar, excluyendo aquellos con condiciones constructivas “vintage” o antecedentes que incrementan de manera significativa la susceptibilidad a modos de falla específicos. Entre las exclusiones típicas se encuentran: segmentos no inspeccionables por herramienta ILI, cañería sin revestimiento (bare pipe); deformaciones tipo wrinkle bends; cañería con costura longitudinal fabricada por soldadura en solape (lap welding); costura longitudinal con factor de junta longitudinal menor que 1,0; segmentos que hayan experimentado, en servicio, una fuga o rotura debido a fisuración (cracking) en el cuerpo del caño, en la costura o en la soldadura circunferencial, ya sea en el propio segmento o en segmentos con características similares ubicados en un radio de hasta 5 millas (8 kilómetros).

Para dichos segmentos elegibles, la alternativa basada en gestión de integridad exige también su tratamiento bajo un régimen reforzado de integridad: el segmento debe considerarse como un área de alta consecuencia (HCA) y cumplir con las obligaciones propias de un programa de Integrity Management (IMP). A su vez, se establece un conjunto de requisitos iniciales que deben

implementarse dentro de una ventana de adecuación de 24 meses, incluyendo: evaluaciones de integridad y remediación, pruebas de presión (en caso de que correspondan), verificación TVC de registros de material (trazables, verificables y completos), implementación de válvulas de mitigación de rotura, verificación de los niveles de protección catódica y condición del revestimiento, y control de tapada. El esquema también incorpora requisitos recurrentes (mientras se mantenga la alternativa), tales como control de calidad de gas, relevamiento periódico CIS, patrullaje, campañas de detección de fugas, señalización, reestudios periódicos de la clase de trazado, gestión de caños camisa con cortocircuitos, y relevamientos de cañería/soldaduras expuestas por fenómenos de fuerzas naturales.

Finalmente, el régimen mantiene un límite prescriptivo explícito: la presión de operación bajo la alternativa no puede superar una tensión circunferencial equivalente al 72% de la TFME, y se contempla la posibilidad de restaurar una presión máxima previamente establecida, si se cumplen las condiciones de adecuación (incluyendo requisitos de uprating y los requerimientos iniciales).

Un aspecto clave es que el camino alternativo no se limita a evitar el reemplazo/reducción, sino que lo sustituye por una serie de requisitos adicionales verificables de gestión y control propios de un esquema de integridad (criterios de elegibilidad, exigencias de registros, acciones de evaluación y remediación, y obligaciones operativas reforzadas), orientados a demostrar un nivel de seguridad equivalente.

- Canadá (CSA Z662): “Engineering Assessments”

El enfoque canadiense gestiona cambios a partir de Evaluaciones de Ingeniería (“Engineering Assessments”) documentadas con fuerte integración de la gestión de riesgo. La definición de “Engineering Assessment” en la norma CSA Z662 se apoya en variables relevantes y juicio competente sobre la integridad y la aptitud para el servicio (Fitness-For-Service).

En Canadá, el estándar CSA Z662 estructura el control de seguridad con un esquema que combina requisitos mínimos prescriptivos con Evaluaciones de Ingeniería para demostrar la aptitud para el servicio cuando cambia el entorno o no se cumplen automáticamente alguno de los criterios. A diferencia del modelo clásico tipo ASME/49 CFR 192 (donde el factor de diseño F depende directamente de la clase de trazado), desde los años 90 CSA adoptó un factor de diseño único (0,80) y un Factor de Locación (L) (*location factor*) que ajusta la tensión/presión máxima admisible según la clase. En términos equivalentes a “factor de diseño por clase”, la multiplicación de ambos factores ($F \times L$) muestra valores resultantes típicos del orden de 0,80 / 0,72 / 0,56 / 0,44 para clases 1 a 4 respectivamente.

Para cambios comparables a la CT, CSA Z662 conserva una base prescriptiva para asegurar márgenes de seguridad cuando aumenta la exposición poblacional, pero permite gestionar el cumplimiento mediante una Evaluación Ingenieril documentada. El marco conserva como base la reconfirmación de la presión máxima admisible mediante evidencia (pruebas de resistencia y verificación de condición) y exige niveles mínimos de prueba más exigentes en clases superiores (125% de la presión máxima de operación para clases 1 y 2, y 140% para clases 3 y 4). A la vez, para otras medidas adicionales asociadas al cambio de CT (como la distancia entre válvulas), fija valores de referencia por clase, pero admite ajustar esa decisión cuando una Evaluación Ingenieril sustenta que otra solución resulta adecuada para las condiciones de operación, accesibilidad y diseño del sistema.

Como tendencia a la evolución de la gestión basada en riesgo, en la edición del año 2023, el Anexo C de CSA Z662 se revisa para incluir un enfoque de “Safety Class” (basado en niveles de

riesgo) y aclara que, cuando se usa Anexo C para el diseño por presión, la clase de seguridad se usa en lugar de la clase de trazado como base para definir la tensión circunferencial máxima admisible.

- Reino Unido (IGEM/TD/1 y TD/2): ALARP y QRA como base de decisiones

En el Reino Unido, el marco legal aplicable a gasoductos de transmisión se caracteriza por ser goal-setting: no define una única respuesta prescriptiva ante cambios del entorno, sino que exige que el diseño, la operación y el mantenimiento mantenga el riesgo tan bajos como sea razonablemente practicable (ALARP), apoyándose en buenas prácticas y estándares reconocidos. En ese contexto, las guías técnicas de uso amplio para ductos de alta presión incluyen IGEM/TD/1 (diseño, construcción, operación, mantenimiento y aspectos de seguridad) y documentos británicos complementarios (p. ej., PD 8010), que el regulador reconoce como referencia de buenas prácticas.

Este enfoque se traduce, para situaciones equivalentes a un “cambio de CT”, en que la respuesta esperada no es automáticamente “bajar presión o reemplazar cañería”, sino ejecutar una Safety Evaluation (Evaluación de Seguridad) cuando el desarrollo en las cercanías del ducto genera no-cumplimiento con criterios de proximidad/condiciones base. IGEM/TD/1 explicita que, ante un nuevo desarrollo que produzca no-cumplimiento, debe considerarse una Safety Evaluation para evaluar el riesgo y determinar si deben adoptarse medidas de reducción de riesgo; y aclara que esa evaluación comprende una revisión de diseño, una evaluación completa del riesgo y la consideración de métodos de control del riesgo y mantenimiento para el tramo analizado.

En ese marco, IGEM/TD/2 provee la metodología para evaluar el riesgo en ductos de alta presión y guía la selección de frecuencias de falla y el modelado de consecuencias para estimar riesgo individual y social. De hecho, IGEM/TD/1 remite a TD/2 como referencia de mayor detalle para técnicas y criterios de evaluación, indicando explícitamente la consideración de riesgo individual y social y la necesidad de satisfacer el nivel y concepto de ALARP.

Este esquema habilita decisiones de continuidad operativa mediante análisis de riesgo (QRA) + medidas de mitigación y control, con trazabilidad y criterio ALARP, coherente con el tipo de lógica que la NAG-100 incorpora a través de su Informe de Evaluación de Seguridad y criterios de tolerabilidad.

- Australia/Nueva Zelanda (AS/NZS 2885) y Europa (EN 14161/ISO 13623)

Estos marcos, con diferencias entre sí, refuerzan la idea de que el cambio de clase de trazado debe activar un proceso de revisión del diseño y la gestión del riesgo, donde la continuidad operativa puede sustentarse en verificaciones de integridad y controles adicionales, no sólo en “bajar presión o reemplazar cañería”.

Propuesta adaptada al contexto argentino

- Dificultades de transcripción directa al contexto argentino (más allá de copiar una norma)

El adoptar un esquema regulatorio extranjero con la simple transcripción puede generar exigencias difíciles de implementar, o controles que no respondan a las amenazas dominantes del sistema de ductos en Argentina. En el caso específico de gestión de cambios de CT1→CT3, esto

es crítico porque un camino alternativo al prescriptivo depende de criterios sobre datos, tecnologías, prácticas constructivas y capacidad institucional que no siempre son trasladables, desde otras normas internacionales.

En primer lugar, en Argentina el marco normativo tiene una genealogía mixta: por un lado, adopta una estructura prescriptiva heredada de Estados Unidos (CFR/ASME) asociada a clases, factores de diseño y criterios de confirmación-modificación de la presión; y por otro, incorpora herramientas de gestión de riesgo más alineadas con enfoques “goal-setting” utilizadas en Reino Unido (criterios de tolerabilidad). Esta coexistencia hace que, si se importan criterios de otra jurisdicción sin una “armonización” normativa, pueden aparecer inconsistencias.

En segundo lugar, en el plano técnico-constructivo, los métodos de construcción, los tipos de revestimientos externos empleados, la proporción de cañería “vintage” vs moderna y la calidad/trazabilidad de registros no son equivalentes entre diferentes países. Un ejemplo es la diferencia entre el uso extendido en Argentina del revestimiento de Polietileno Extruido Tricapa (PET), en comparación con esquemas de otros países donde el FBE (Fusion Bonded Epoxy) se utiliza como revestimiento predominante. Esto hace que cualquier criterio asociado a la exclusión por presencia de “revestimientos apantallantes” deba analizarse con detalle: el apantallamiento en sí mismo, no es un fenómeno que se produce de forma automática o inevitable, pero los recubrimientos de alta resistencia dieléctrica como el PET, pueden ser más proclives a generar apantallamiento de la protección catódica ante falta de adherencias, en comparación con revestimientos permeables a la corriente de protección catódica, como el FBE.

Por último, desde el punto de vista operativo y tecnológico —y considerando la variabilidad político-económica local— la implementación sostenida de un esquema alternativo puede verse condicionada por la disponibilidad real de las herramientas ILI (incluyendo capacidades tecnologías para determinadas amenazas), la madurez de los sistemas SCADA/telemetría y la factibilidad de instalar y mantener válvulas con cierre remoto/automático.

Por estas razones, el enfoque propuesto para CT1→CT3 no debe solo consistir en copiar un modelo extranjero, sino en adaptar un régimen compatible con la NAG-100 y sus adendas, que complemente mínimos prescriptivos con una combinación de Evaluación Ingenieril, análisis de riesgo y controles de integridad reforzados dentro del PGI, definiendo criterios de elegibilidad/exclusión y evidencia de registros mínima exigible para el contexto argentino.

- Propuesta normativa para Argentina: gestión alternativa de cambios CT1→CT3

Basándose en la revisión de estándares internacionales y en el análisis del marco normativo argentino, y considerando las limitaciones de trasladar criterios regulatorios extranjeros por simple transcripción, a continuación, se presenta una propuesta de lineamientos para incorporar en la NAG-100, un mecanismo alternativo de gestión de cambios de entorno CT1→CT3. La propuesta mantiene una base prescriptiva, pero habilita -bajo condiciones técnicas verificables- una vía de cumplimiento sustentada en una combinación de Evaluación Ingenieril, análisis de riesgo y controles de integridad adicionales dentro del PGI, orientada a demostrar un nivel de seguridad equivalente al enfoque vigente.

La propuesta consiste en una combinación de:

- **Criterios de elegibilidad y exclusión:** para aplicar la vía alternativa ante un cambio CT1 a CT3, el segmento de cañería deberá cumplir previamente un conjunto de condiciones prescriptivas verificables, orientadas a asegurar que el segmento es inspeccionable mediante herramienta ILI, que la tensión circunferencial asociada a la MAPO se mantiene dentro de los límites establecidos, y que cuenta con requisitos mínimos de registros trazables/verificables, prueba de presión, y restricciones por tipo de costura longitudinal y por condiciones de integridad (p. ej., control de fractura, ausencia de condiciones excluyentes como SCC sistémica, revestimiento/protección catódica ineficaz, etc.) que excluyen su aplicación.
- **Evaluación Ingenieril + Evaluación de Seguridad:** para los segmentos elegibles, se solicita una evaluación de la condición física del segmento elegible a través de una Evaluación Ingenieril (que establezca condición, integridad, márgenes de seguridad y aptitud para servicio a la nueva CT) y una Evaluación de Seguridad (conforme al Apéndice G-20- Parte G de la NAG-100) que incluya el análisis de riesgo y, cuando corresponda, la definición de medidas de mitigación/prevención/monitoreo para tratar condiciones intolerables.
- **Requisitos adicionales del PGI (adicionales a la Parte O):** se establecen requerimientos adicionales dentro del Programa de Gestión de Integridad, orientados a reforzar la evaluación, mitigación y monitoreo del segmento de cañería de interés. Estos requisitos incluyen criterios sobre metodologías de evaluación de integridad aceptables (priorizando ILI de alta resolución, o una prueba de presión/u otras validaciones), requisitos sobre la validación del desempeño de una inspección interna (p. ej., API 1163 Nivel 3), intervalos máximos de reevaluación de integridad (7 años, sin exceder 7,5 años), y la adecuación de frecuencias y técnicas de monitoreo y control (por ejemplo, CIS ON-OFF, interferencias CA/CC, caños camisa, patrullaje, detección de fugas, válvulas con cierre remoto/automático y gestión documental), con periodicidades máximas definidas.
- **Modificación de tiempos de implementación de confirmación o revisión de MAPO ante cambios de CT:** Ampliar el plazo vigente (por ej. a 24 meses).

Punto 1: Criterios de elegibilidad y exclusión (ejemplos “clave”)

- **Capacidad de evaluación y monitoreo del segmento:** El segmento debe ser evaluado con herramientas de inspección robustas, con la menor cantidad de limitaciones posibles, y que permita caracterizar la condición de integridad e identificar anomalías críticas, es decir, mediante inspección interna instrumentada - ILI.
- **Límite de tensión circunferencial a MAPO vigente:** por ej, que la MAPO vigente no produzca una tensión circunferencial superior al 72% de la TFME (si la cañería tiene factor de diseño de CT1) o al 60% de la TFME (si la cañería tiene factor de diseño de CT2).
- **Base documental confiable:** Dado que la decisión de continuidad operativa se sustenta en evidencia técnica, se debe contar con documentación trazable, verificable y completa (TVC) de las variables críticas del material/construcción: diámetro, espesor, grado, tipo de costura longitudinal, tensión de fluencia y tensión de rotura, salvo que se reemplacen por documentación apropiada y ensayos válidos.

- **Restricciones de diseño:** por ej. por tipo de costura longitudinal cuando el segmento en análisis contiene cañerías con soldadura longitudinal ERW de baja frecuencia (ERW LF), flash (FW), ERW por corriente directa (DC-ERW) o por soldaduras en solapa y aquellas con factor de junta longitudinal (E) menor a 1.
- **Requisito de prueba de resistencia:** dado que este tipo de pruebas aporta evidencias directas de la integridad estructural y reduce la incertidumbre sobre posibles defectos residuales, que le otorga mayor confiabilidad al sistema. Como condición prescriptiva mínima, por ej. el tramo debe haber sido probado conforme la Parte J, con una prueba de presión de resistencia a un nivel de presión equivalente al 125% de la MAPO, mantenida por al menos 8 horas. En caso de no contar con dicho nivel de presión o ante la falta de registros TVC, ejecutar una nueva prueba a una presión equivalente al 139% de la MAPO (también ≥ 8 horas) dentro del periodo de aplicación del cambio CT1 a CT3.
- **Controles específicos frente a determinadas amenazas:**
 - Incluir controles específicos de propagación de fractura y exclusiones frente a:
 - (i) Amenaza de SCC sistémica.
 - (ii) antecedentes de fisuras $> 20\%$ t o presión de falla estimada $\leq 1,5 \times \text{MAPO}$.
 - (iii) antecedentes de roturas con evidencias de fractura frágil.
 - (iv) incumplimiento de requisitos de control de fractura según ASME B31.8 o criterios API 5L/5LX SR5 / API 5L Anexo G según edición aplicable.
 - No se admiten cañerías desnudas o con revestimiento externo ineficaz o que no puedan mantener niveles de protección catódica adecuados.
 - Especificaciones de calidad de gas de acuerdo con la NAG 602, Adenda N°1 NAG-602 (2024) y Anexo 1.

Punto 2: Evaluación Ingenieril + Informe de Evaluación de Seguridad (QRA)

- **Evaluación Ingenieril (EA):** condición física, integridad, márgenes de seguridad, aptitud para servicio y compatibilidad con CT3.
- **Informe de Evaluación de Seguridad (QRA):** siguiendo lineamientos compatibles con Apéndice G-20 (Adenda 2), con comparación contra criterios ALARP (riesgo individual y social) y aplicación de medidas de mitigación, prevención y monitoreo en caso de que corresponda.

Punto 3: Requisitos reforzados dentro del PGI

- **ILI de alta resolución** (según amenazas) y **validación** robusta de su desempeño (p.ej., nivel 3 según API 1163, y requisitos de verificación/validación).
- **Intervalos de reinspección** máximos (p.ej. 7 años). Se **excluye** la utilización de **Evaluación Directa** como método de evaluación primario.

- **Pozos de verificación** donde se quite el revestimiento ejecutar END para detección de fisuras.
- **Relevamiento CIS** con intervalos máximos de ejecución (ej. 7 años) y evaluación de resultados con criterios normativos.
- **Estudios de interferencia CA/CC** y mitigación cuando corresponda.
- **Patrullaje, detección de fugas** con frecuencia máximas aumentadas, y medidas de prevención de daños.
- **Válvulas con accionamiento remoto/automático** según criterios de evaluación del riesgo.
- **Gestión documental continua:** mantener evidencia, resultados y mitigaciones.

Conclusiones

La clase de trazado constituye un criterio prescriptivo históricamente eficaz para vincular la exposición poblacional con requisitos mínimos de diseño y operación. Sin embargo, ante cambios significativos de entorno, en particular CT1 a CT3, el tratamiento vigente en la Sección 611 tiende a conducir a medidas de alto impacto (reducción de MAPO o reemplazo de cañería), con costos y plazos elevados, y potencial afectación de la continuidad operativa, aun en escenarios donde la condición del activo y la evidencia disponible en el PGI permitirían gestionar el riesgo mediante alternativas técnicamente equivalentes.

El análisis del marco normativo argentino muestra que la NAG-100 incorporó herramientas relevantes para una gestión basada en riesgo en las Adendas 1 y 2 de la NAG100 (Parte O y Parte G), pero estas herramientas no se encuentran hoy integradas en la gestión de cambios CT1 a CT3. En paralelo, la revisión comparativa internacional evidencia una tendencia consistente hacia marcos híbridos, que conservan una base prescriptiva y habilitan, bajo criterios de elegibilidad y evidencia verificable, el uso de evaluaciones de ingeniería y análisis de riesgo apoyados en tecnologías modernas de integridad y programas de gestión de amenazas.

A su vez, el trabajo destaca que la trasposición directa de criterios regulatorios extranjeros no resulta robusta sin adaptación al contexto local. Diferencias en prácticas constructivas, tipologías de costura longitudinal, sistemas de revestimiento y protección catódica, trazabilidad de registros y disponibilidad tecnológica pueden condicionar la aplicabilidad y eficacia de un esquema alternativo, por lo que cualquier modificación normativa debe diseñarse específicamente para el sistema de líneas de transmisión en Argentina.

Como resultado, se propone incorporar en la NAG-100 un mecanismo específico para cambios CT1 a CT3 estructurado en tres componentes: (i) criterios de elegibilidad y exclusión basados en requisitos prescriptivos verificables (inspeccionabilidad por ILI, límites de tensión a MAPO, registros TVC, restricciones por tipo de costuras, prueba hidráulica de resistencia, control de propagación de fractura y condiciones mínimas asociadas a corrosión externa y calidad de gas); (ii) una Evaluación Ingenieril y una Evaluación de Seguridad conforme al Apéndice G-20, para demostrar tolerabilidad del riesgo y definir medidas cuando corresponda; y (iii) requisitos adicionales dentro del PGI, incluyendo metodologías de evaluación, validación, criterios de remediación y periodicidades máximas para monitoreo y control. Este esquema no implica una

reducción de exigencias, sino la sustitución de medidas prescriptivas de gran impacto operativo-económico por un conjunto de requisitos de integridad verificables orientados a demostrar un nivel de seguridad equivalente.

En resumen, la propuesta aporta una base técnica y normativa concreta para la futura actualización de la NAG-100, alineándola con prácticas internacionales modernas y favoreciendo una operación segura, eficiente y sostenible de los gasoductos de transmisión en Argentina.

Bibliografías

- ENARGAS. “NAG-100: Normas Argentinas Mínimas de Seguridad para el Transporte y Distribución de Gas Natural y Otros Gases por Cañerías”. ENARGAS, 2003
- ENARGAS. “Adenda N° 1 año 2010 de la NAG-100 del año 1993”. ENARGAS, 2010.
- ENARGAS. “Adenda N° 2 año 2016 de la NAG-100 del año 1993”. ENARGAS, 2016.
- U.S. Department of Transportation, Pipeline and Hazardous Materials Safety Administration (PHMSA). 49 CFR 192, Subpart O: Gas Transmission Pipeline Integrity Management. Code of Federal Regulations, 2003.
- American Society of Mechanical Engineers (ASME). ASME B31.8S: Managing System Integrity of Gas Pipelines. ASME, 2001.
- 49 US Code §60118, “Compliance and waivers”, Pub. L. 90—381, Agosto 12, 1968.
- 49 US Code §192.611 “Change in class location: Confirmation or revision of maximum allowable operating pressure”. Pub. Junio 9, 2006.
- 49 US Code Amendment 91 FR 1654 “Pipeline Safety: Class Location Change Requirements”, Pub. Enero, 14, 2026.
- Canadian Standards Association (CSA). "CSA Z662:23, Oil and Gas Pipeline Systems". June 2023.
- United Kingdom, Institution of Gas Engineers. IGE/TD/1: Steel Pipelines for High Pressure Gas Transmission. Institution of Gas Engineers.
- United Kingdom, Institution of Gas Engineers and Managers. “IGEM/TD/2: Application of Pipeline Risk Assessment to Pipeline Systems”. IGEM, 2013.
- United Kingdom, Institution of Gas Engineers and Managers. IGE/TD/1: Steel Pipelines for High Pressure Gas Transmission. 6th ed., IGEM, 2016.
- British Standards Institution. “BS 8010-1: Code of Practice for Pipelines – Part 1: General.”
- British Standards Institution. “PD 8010-1: Code of Practice for Pipelines – Steel Pipelines on Land”. BSI, 2015.
- European Committee for Standardization. “EN 14161: Petroleum and Natural Gas Industries – Pipeline Transportation Systems”. CEN, 2011.
- International Organization for Standardization. “ISO 13623: Petroleum and Natural Gas Industries – Pipeline Transportation Systems”. ISO, 2017.
- Standards Australia. “AS 2885: Pipelines – Gas and Liquid Petroleum”. Standards Australia.
- Standards Australia & Standards New Zealand. “AS/NZS 2885: Pipelines – Gas and Liquid Petroleum”. Standards Australia/Standards New Zealand, 2020.