



## **INDICE**

|  | <u>Página</u> |
|--|---------------|
| 1 OBJETO.....  | 3             |
| 2 ALCANCE .....  | 3             |
| 3 AREAS INVOLUCRADAS .....   | 3             |
| 4 DOCUMENTACION COMPLEMENTARIA Y/O DE REFERENCIA .....   | 3             |
| 5 DEFINICIONES .....   | 4             |
| 6 RESPONSABILIDADES .....  | 5             |
| 7 DESARROLLO .....   | 5             |
| 7.1 DEFINICIÓN DEL ALCANCE, RELEVAMIENTO Y RECOPIACIÓN DE LOS DATOS, INCLUYENDO LOS ANTECEDENTES ..... | 6             |
| 7.2 IDENTIFICACIÓN DE LAS CAUSAS DE FALLA O PELIGROS .....   | 7             |
| 7.3 EVALUACIÓN DE LOS PELIGROS IDENTIFICADOS .....   | 8             |
| 7.4 PREDICCIÓN DE LA PROBABILIDAD DE FALLA .....   | 9             |
| 7.5 PREDICCIÓN DE CONSECUENCIAS Y ESTIMACIÓN DE DAÑO .....   | 11            |
| 7.6 CÁLCULO DE RIESGOS .....   | 13            |
| 7.6.1 ESTIMACIÓN DEL RIESGO INDIVIDUAL .....   | 13            |
| 7.6.2 ESTIMACIÓN DEL RIESGO SOCIAL .....   | 16            |
| 7.7 EVALUACIÓN DEL RIESGO.....   | 17            |
| 7.8 DEFINICIÓN DE SITIOS Y MEDIDAS PARA MITIGAR EL RIESGO .....  | 19            |
| 8 SIMULACIÓN DE CRECIMIENTO POBLACIONAL.....   | 19            |
| 9 RESUMEN DE TABLAS Y GRÁFICOS A PRESENTAR .....   | 20            |
| 10 REGISTRO Y ARCHIVO .....  | 21            |

|   |                 |                 |
|---|-----------------|-----------------|
|  <b>ESPECIFICACIÓN<br/>TÉCNICA</b> | <b>CÓDIGO</b>   | SCE-IN-501-0014 |
|   | <b>REVISIÓN</b> | 00              |
|   | <b>HOJA</b>     | 3 de 21         |

## 1 OBJETO

Establecer los criterios para la realización de Informes de Evaluación de Seguridad, de acuerdo a lo exigido en la Adenda N° 2 - Año 2016 de la NAG-100. Contiene también los lineamientos para la realización de Análisis cuantitativos de riesgos (abreviado como QRA, por sus siglas en inglés) en gasoductos y/o ramales.

## 2 ALCANCE

Es aplicable a los gasoductos y ramales del sistema de distribución de gas natural de la Compañía que hayan sido construidos con posterioridad a la puesta en vigencia de la Adenda N° 2 - Año 2016 de la NAG-100. Allí se indica que los Informes de Evaluación de Seguridad tienen aplicación específica en aquellas líneas de transmisión que operen a una tensión circunferencial del 30% o más de la TFME y que contengan viviendas o sitios aptos para el transporte de seres humanos dentro del Círculo de Impacto Potencial.

Cuando sea requerido en casos particulares sobre líneas que operen a una tensión circunferencial menor al 30% de la TFME, la presente Instrucción puede ser utilizada a criterio del Analista de riesgo siempre que los datos utilizados en los cálculos y las asunciones del análisis sean representativos de los ductos bajo estudio.

En todos los casos de aplicación, el alcance de cada informe estará delimitado por las asunciones y las incertezas asociadas al modelo de cálculo y por la información que se utiliza. Al respecto, se requiere que aquello sea técnicamente razonable y que sea representativo tanto de la condición operativa de los ductos como de la exposición de terceros en cercanías de la línea.

## 3 AREAS INVOLUCRADAS

Gerencia de Operaciones.  
Gerencia Técnica.  
Gerencia de Seguridad y Medio Ambiente.  
Unidades de Negocios.

## 4 DOCUMENTACION COMPLEMENTARIA Y/O DE REFERENCIA

NAG 100 Normas Argentinas Mínimas de Seguridad para el Transporte y Distribución de Gas Natural y otros Gases por Cañería.

Adenda N° 1 - Año 2010 de la NAG 100

Adenda N° 2 - Año 2016 de la NAG 100

Código ASME B31.8S Managing System Integrity of Gas Pipelines

Norma Europea EN 14161:2011 "Industrias del petróleo y del gas natural. Sistemas de transporte por tuberías. (ISO 13623:2009 modificada)". Anexo A: Safety evaluation of pipelines.

Norma IGE/TD/1 "Steel pipeline and associated installations for high pressure gas transmission".

Norma IGEM/TD/2 "Application of pipeline risk assessment to proposed developments in the vicinity of high pressure Natural Gas pipeline".

British Standard PD 8010" Code of practice for pipelines – Part 3: Steel pipelines on land – Guide to the application of pipeline risk assessment to proposed developments in the vicinity of major accident hazard pipelines containing flammables".

|   |                 |                 |
|---|-----------------|-----------------|
|  <b>ESPECIFICACIÓN<br/>TÉCNICA</b> | <b>CÓDIGO</b>   | SCE-IN-501-0014 |
|   | <b>REVISIÓN</b> | 00              |
|   | <b>HOJA</b>     | 4 de 21         |

## 5 DEFINICIONES

**ALARP:** abreviación adoptada mundialmente para el criterio de aceptación del riesgo que representa un valor “tan bajo como sea razonablemente posible”, delimitado numéricamente por los valores  $1 \times 10^{-6}$  y  $1 \times 10^{-4}$  fatalidades por año.

**Amenaza:** condición o acción que potencialmente podría provocar un daño a la integridad de la cañería.

**Área sensible:** Aquella área donde la línea de transmisión atraviese clases de trazado 3 o 4, o que contenga Sitios Identificados y esté ubicada dentro del círculo de impacto potencial.

**Círculo de Impacto Potencial:** Es un círculo centrado en el eje de la cañería, de radio equivalente al radio de impacto potencial, calculado de acuerdo con lo indicado en el apartado 3.2 del Código ASME/ANSI B31.8S Sistema de Gestión de la Integridad de cañerías de gas.

**Distancia de interacción:** distancia en metros entre la ubicación de la falla y el punto donde la intensidad de radiación térmica es menor al límite de Intensidad de radiación térmica permitida en el modelo de daño.

**Falla:** pérdida de estanqueidad de un ducto.

**IAPG:** Instituto Argentino del Petróleo y del Gas

**Línea de transmisión:** una cañería o tubería que no sea línea de captación, y que:

- transporte gas desde una línea de captación o instalación de almacenamiento a un centro de distribución u otra instalación de almacenamiento;
- opere a una tensión circunferencial del 20% o más de la TFME, o
- transporte gas dentro de un campo de almacenamiento.

**Línea de distribución:** una cañería que no sea línea de captación o de transmisión.

**MAPO:** Máxima Presión Admisible de Operación.

**PO:** Presión Operativa

**QRA:** abreviación de Análisis cuantitativos de riesgos, por sus siglas en inglés

**Riesgo:** matemáticamente, es el producto entre la probabilidad de ocurrencia de daño y la potencial consecuencia asociada a la ocurrencia de una falla con ignición. Consiste en la sumatoria de los riesgos asociados a cada uno de los peligros identificados.

**Riesgo individual:** hace referencia al riesgo al que está sometido una persona en las inmediaciones de un ducto en operación.

**Riesgo social:** hace referencia al riesgo al que está sometido un conjunto de personas en las inmediaciones de uno o varios ductos en operación.

**Sitio identificado:** Significa:

- Un área (playas, campos de juego, instalaciones de recreación, lugares para acampar, anfiteatros, estadios, instalaciones con fines religiosos, edificios de oficinas, centros comunitarios, centros comerciales, etc.) que es ocupada por 20 o más personas en como mínimo 50 días, sean consecutivos o no, en un período de 12 meses (se considera como día todo aquel en el que se produzca la reunión cualquiera sea su duración), o
- Una instalación ocupada por personas que se encuentren confinadas, con movilidad reducida, o que fuesen de difícil evacuación (hospitales, prisiones, escuelas, orfanatos, geriátricos, etc.).

**TFME:** Tensión de fluencia mínima especificada.

**UNIDAD DE CLASE DE TRAZADO:** es una superficie que se extiende 200 metros a cada lado del eje longitudinal de un tramo continuo de gasoducto de 1600 metros.

|   |                                   |          |                 |
|---|-----------------------------------|----------|-----------------|
|  | <b>ESPECIFICACIÓN<br/>TÉCNICA</b> | CÓDIGO   | SCE-IN-501-0014 |
|   |                                   | REVISIÓN | 00              |
|   |                                   | HOJA     | 5 de 21         |

## 6 RESPONSABILIDADES

### Gerente Técnica

- Aprobar y suscribir los Informes de Evaluación de Seguridad, de acuerdo a lo exigido en el apéndice G-20 de la Adenda N°2 Año 2016 de la NAG 100.

### Gerente de Seguridad y Medio Ambiente

- Aprobar y suscribir los Informes de Evaluación de Seguridad, de acuerdo a lo exigido en el apéndice G-20 de la Adenda N°2 Año 2016 de la NAG 100.
- Brindar asesoramiento referido a Seguridad y Medio Ambiente respecto a las asunciones asociadas al modelo de cálculo, a los datos utilizados en el análisis y a las medidas de mitigación de riesgo propuestas.

### Departamento de Ingeniería e Integridad de Sede Central

- Brindar el asesoramiento Técnico, en lo referente a la interpretación y aplicación de los modelos de cálculo correspondientes, así como también, respecto a las asunciones contempladas en cada informe particular y a los datos utilizados como base para los análisis.
- Proponer medidas de mitigación para la reducción del riesgo. Evaluar la factibilidad de aplicar las medidas de mitigación propuestas, pudiendo sugerir su reemplazo o adecuación.

### Jefe Técnico de UN

- Brindar información respecto a la operación y mantenimiento de los ductos. Informar todas las particularidades que puedan influir en el riesgo asociado a posibles fallas en las cañerías, siendo particularmente relevante la identificación de áreas sensibles y de clases de trazado 3 y 4. Consultar al municipio y a las autoridades competentes sobre futuros proyectos industriales, planes de vivienda y/o desarrollos de infraestructura proyectados en las proximidades de la traza. Cumplir con las observaciones y medidas de mitigación que surjan de los informes de evaluación de seguridad.

## 7 DESARROLLO

Los lineamientos que a continuación se presentan son de aplicación en todo ramal o gasoducto sobre el cual se requiera la realización de un Informe de Evaluación de Seguridad o de un Análisis cuantitativo de riesgo.

Los motivos para la realización de un Informe de Evaluación de Seguridad o de un Análisis de riesgo cuantitativo podrían ser cualquiera de los siguientes:

- Exigencias normativas
- Cambios en las condiciones operativas del ducto
- Cambios en el entorno, tales como cambios en la clase de trazado, surgimiento de áreas sensibles, instalación de ductos o líneas eléctricas en las proximidades, construcción de rutas, avenidas o calles transitadas
- Evaluación de efectos de medidas de mitigación de riesgo

|   |                                   |          |                 |
|---|-----------------------------------|----------|-----------------|
|  | <b>ESPECIFICACIÓN<br/>TÉCNICA</b> | CÓDIGO   | SCE-IN-501-0014 |
|   |                                   | REVISIÓN | 00              |
|   |                                   | HOJA     | 6 de 21         |

- Proyectos industriales, planes de vivienda y/o desarrollos de infraestructura futuros en las proximidades de la traza, a evaluar consultando al municipio o a autoridades competentes
- Necesidades particulares

De acuerdo a lo exigido en la Adenda 2- Año 2016 de la NAG 100, el informe debe contener suficiente detalle de forma que permita:

- Sustentar la toma de decisiones que permitan disminuir el nivel de riesgo de las instalaciones a través de medidas de mitigación y control.
- Identificar todas las causas primarias y secundarias que pueden causar una falla de la línea.
- Cuantificar y evaluar los riesgos derivados de estas causas.
- Comparar los niveles de riesgos del ducto con los criterios de tolerancia de riesgo individual y social definidos por la empresa operadora, los cuales como mínimo deben cumplir con el criterio ALARP.
- Evaluar las distancias de seguridad a lo largo de la traza.
- Preparar planes de emergencia y contingencias.

Una vez concluido el análisis, el informe deberá permitir identificar y valorar los riesgos de accidentes que podrían tener consecuencias sobre terceros ubicados en las cercanías de la línea, así como también debe indicar detalladamente las acciones que permitan prevenir, controlar y mitigar los riesgos más significativos, en relación a las amenazas preponderantes. En suma, debe demostrar que el o los ductos se diseñan, construyen, operan y mantienen de forma de minimizar el riesgo al público en general.

A continuación, se presentan los lineamientos para cada una de las secciones a incluir en el informe:

### **7.1 Definición del alcance, relevamiento y recopilación de los datos, incluyendo los antecedentes**

En primer lugar, **se debe definir el alcance del estudio**, es decir, **la extensión y progresivas de inicio y fin del ducto o tramo bajo análisis**. La segmentación a aplicar en los análisis será metro a metro y cada segmento estará caracterizado por su progresiva y por un punto con coordenadas geográficas en grados decimales en sistema de coordenadas WGS84.

Aquí es relevante tener en cuenta que se deberá cumplir con lo indicado en la sección 7 de la norma IGEM/TD/2, requiriéndose la inclusión de aquellos ductos que se encuentren dentro del área de interés en el análisis de datos F- N correspondiente al cálculo de riesgo social. Esto implica la necesidad de calcular el riesgo individual para todos los ductos que se encuentren dentro del radio de afectación que surge de los cálculos de consecuencias.

En esta etapa se deberá **realizar un relevamiento en campo** de toda la traza bajo estudio para identificar cada uno de los sitios que pueden ser ocupados por personas y las viviendas, cuantificando la cantidad de personas involucradas en cada caso. Además, esto incluye consultar al municipio y a autoridades competentes que brinden toda la información sobre proyectos industriales, planes de vivienda y/o desarrollos de infraestructura futuros en las proximidades de la traza, de forma tal que puedan ser considerados en la simulación de crecimiento poblacional.

Por otro lado, respecto a la recopilación de datos se requiere como mínimo la siguiente información, que **deberá ser detallada en el informe**:

|   |                                     |          |                 |
|---|-------------------------------------|----------|-----------------|
|  | <h1>ESPECIFICACIÓN<br/>TÉCNICA</h1> | CÓDIGO   | SCE-IN-501-0014 |
|   |                                     | REVISIÓN | 00              |
|   |                                     | HOJA     | 7 de 21         |

- Traza georreferenciada
- Diámetro
- Espesor
- Grado del material
- Revestimiento
- MAPO
- PO
- Año de habilitación
- Tapada nominal
- Tapada en cruces especiales
- Ubicación de protección mecánica si hubiese
- Ubicación de caños camisa si hubiese
- Clasificación en clases de trazado e identificación de áreas sensibles mediante imágenes satelitales, relevamientos y/o recorridos de inspección
- Planes de vivienda o expansión de la ciudad cercana al caño
- Proyectos industriales y/o desarrollos de infraestructura futuros
- Posibles cambios de zonificación de las zonas aledañas.

Adicionalmente, para casos de líneas en operación que no cumplan las distancias de seguridad de la norma con la que fueron construidas y para casos bajo estudio por alguna necesidad particular se requiere incluir en el informe los siguientes antecedentes:

- Resultados de inspecciones realizadas
- Historial de fallas
- Detalle de reparaciones realizadas, incluyendo su fecha y el tipo de defecto involucrado

## **7.2 Identificación de las causas de falla o peligros**

En esta instancia del proyecto se deberán aplicar criterios que permitan **identificar las causas de falla o peligros latentes sobre cada uno de los segmentos bajo estudio**. A modo de referencia se presentan los 9 grupos de amenazas y los criterios de evaluación que se presentan en el Código ASME B31.8S y su Apéndice A. También se incluye su delineamiento en 3 tipos de defectos respecto a su evolución en el tiempo:

### Dependientes del tiempo

- Corrosión externa: no se contemplan criterios para descartar esta amenaza.
- Corrosión interna: para descartar esta amenaza, el operador debe determinar que un medio corrosivo no existe.
- Corrosión bajo tensión: la amenaza de corrosión bajo tensión a pH casi neutro solo se debe considerar si se cumple simultáneamente que la tensión de operación supera el 60% de la TFME, la antigüedad de la cañería supera 10 años y el revestimiento no es FBE ni epoxi líquido. La amenaza de corrosión bajo tensión a pH alto solo se debe considerar si se cumple simultáneamente que la temperatura de operación supera 38 °C

|   |                                   |          |                 |
|---|-----------------------------------|----------|-----------------|
|  | <b>ESPECIFICACIÓN<br/>TÉCNICA</b> | CÓDIGO   | SCE-IN-501-0014 |
|   |                                   | REVISIÓN | 00              |
|   |                                   | HOJA     | 8 de 21         |

y el segmento bajo estudio se encuentra a menos de 32 km de distancia de la descarga de una estación compresora.

#### Estables en el tiempo

- Defectos relacionados a la fabricación: la amenaza se debe considerar en cañerías con factores de junta menores a 1.0, cuando las soldaduras fueron realizadas mediante técnica ERW de baja frecuencia o por soldadura flash.
- Defectos relacionados a soldadura/construcción: este grupo amenaza debe ser identificado mediante una revisión de los procedimientos de soldadura y la información de ensayos no destructivos y/o inspección visual, aunque no implica un problema a la integridad por sí solo. Toma probabilidad de falla significativa cuando la presencia de la amenaza está combinada con la potencial ocurrencia de fuerzas externas.
- Fallas en equipamiento: los criterios de evaluación para este grupo de amenazas indica que ciertas válvulas de alivio y regulación requieren evaluaciones adicionales por sufrir desviaciones en sus puntos de seteo. A su vez, se indica que ciertos tipos de juntas pueden requerir pruebas de fugas más frecuentes porque son propensos a degradación prematura.

#### Independientes del tiempo

- Daños por terceras partes/daño mecánico: los criterios de evaluación indican que, dado que se trata de una amenaza independiente del tiempo, incluso si no existieran indicadores de susceptibilidad por estas amenazas, puede ocurrir daño por terceros y son necesarias medidas de prevención, especialmente en áreas sensibles. Es decir, que la amenaza nunca puede ser descartada.
- Procedimiento operacional incorrecto: los criterios de evaluación indican que no se requiere evaluación si las operaciones y mantenimiento se ejecutan por personal calificado siguiendo procedimientos correctos.
- Fallas relacionadas con el clima y fuerzas externas: los criterios de evaluación de estas amenazas indican que las cañerías serán susceptibles a estas amenazas en las zonas donde el ducto cruza una línea de falla geológica, atraviesa una pendiente pronunciada, cruza o se desarrolla paralelo a un curso de agua, está sometido a fuerzas superficiales extremas causando asentamiento en suelos subyacentes, cuando ocurren explosiones cerca de la cañería, cuando la cañería se encuentra sobre la línea de congelamiento, cuando el suelo sufre licuefacción o cuando la aceleración del suelo supera 0,2g.

### **7.3 Evaluación de los peligros identificados**

El Apéndice G-20 indica que “basándose en la probabilidad de su aparición y estimación de las posibles consecuencias, este paso de la evaluación debe resultar en uno de los siguientes cursos de acción para cada uno de los riesgos identificados:

- Eliminación o reducción de la evaluación porque la probabilidad de ocurrencias o consecuencias del riesgo es insignificante.
- Medidas recomendadas para eliminar o reducir el riesgo a un nivel tolerable.
- Apreciación del riesgo.”

Es decir, esta etapa del análisis de riesgo permite realizar una primera apreciación de los peligros e incluso contempla la posibilidad de aplicar medidas para eliminar o reducir el riesgo. Al respecto, es importante destacar que las especificaciones técnicas de Camuzzi utilizadas como referencia durante las etapas de diseño prevén la aplicación de medidas de mitigación, tales

como aumento de profundidades de tapada en cruces especiales, instalación de losetas en cunetas pronunciadas, etc.

#### 7.4 Predicción de la probabilidad de falla

Para la predicción de las probabilidades de falla se procederá con la **metodología** que se presenta en la norma de referencia IGEM/TD/2 y en su Apéndice 4. Es decir, que **se determinarán las frecuencias de falla de cada amenaza a partir de reconocidas bases de datos operacionales** (recomienda la base de datos de la Asociación de Operadores de Ductos Onshore del Reino Unido –UKOPA- para determinar las frecuencias de falla de ductos en el Reino Unido) teniendo en cuenta factores de reducción asociados a las condiciones de diseño y operación específicos para ciertas amenazas. Sin embargo, a futuro también se dispondrá de una base de datos correspondiente a los ductos de Argentina, tal como la está desarrollando el IAPG en conjunto con las empresas operadoras de ductos.

En todos los casos, las estimaciones deben ser expresadas cuantitativamente indicando las unidades correspondientes a cada caso.

**Para el caso particular de la predicción de la probabilidad de falla por corrosión externa**, si bien se trata de una amenaza dependiente del tiempo, **no se podrá utilizar una frecuencia de falla igual a cero en ningún caso**. Al respecto, a modo de referencia la norma IGEM/TD/2 indica que para ductos de hasta 15 mm de espesor construidos luego de 1980 y en los que se hayan aplicado procedimientos de control de corrosión se puede aplicar un factor de reducción de 10 a los valores de la tabla 6 de dicha norma.

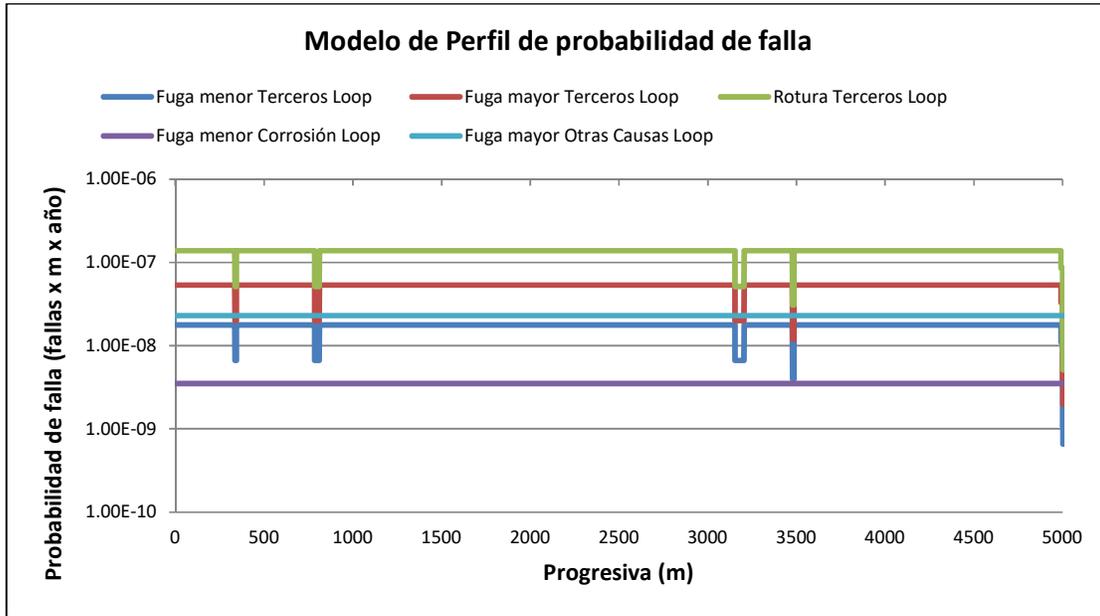
Las **Tablas 1 y 2** representan mediante dos ejemplos **el modelo** que se debe utilizar para presentar las frecuencias de base y los factores de reducción asociados a las amenazas. Asimismo, la **Figura 1** presenta **el modelo** para representar el perfil de probabilidad de falla, conteniendo todas las amenazas que fueron identificadas y distinguiéndolas según el tamaño de falla correspondiente. Cada gráfico podrá tener una longitud de hasta 5000 m y deberá contar con un documento anexo en formato .xls que cuente con todos los datos utilizados.

**Tabla 1:** Modelo para la presentación de frecuencias de falla y factores de reducción, ejemplo aplicado a la amenaza de Corrosión externa.

| Ducto     | Frec. Base Corrosión Externa Rotura<br>(fallas x m x año) | Frec. Base Corrosión Externa Fuga<br>mayor (fallas x m x año) | Frec. Base Corrosión Externa Fuga<br>menor (fallas x m x año) | Factor ducto puesto en servicio | Frec. Corrosión Externa Rotura<br>(fallas x m x año) | Frec. Corrosión Externa Fuga mayor<br>(fallas x m x año) | Frec. Corrosión Externa Fuga menor<br>(fallas x m x año) | Frec. Total Corrosión Externa (fallas<br>x m x año) |
|-----------|---|---|---|---------------------------------|--|--|--|---|
| Loop      | 0.00E+00  | 0   | 3.50E-08  | 0.1                             | 0.00E+00   | 0.00E+00   | 3.50E-09   | 3.50E-09  |
| Gasoducto | 2.00E-09  | 0   | 3.90E-07  | 0.1                             | 2.00E-10   | 0.00E+00   | 3.90E-08   | 3.92E-08  |

**Tabla 2:** Modelo para la presentación de frecuencias de falla y factores de reducción, ejemplo aplicado a la amenaza de daño por terceros.

| Progresiva (m) | Frec. Base Total Terceros | Proporción de roturas | Proporción Fuga mayor respecto al total de fugas según UKOPA | Frec. Base Terceros Rotura (fallas x m x año) | Frec. Base Terceros Fuga mayor (fallas x m x año) | Frec. Base Terceros Fuga menor (fallas x m x año) | Factor Clase de Trazado | Reducción por Factor de diseño | Factor Espesor | Factor Tapada | Factor Patrullaje | Factor Protección por loseta | Factor por cartelería de alta visibilidad, a definir por analista de | Frec. Terceros Rotura (fallas x m x año) | Frec. Terceros Fuga mayor (fallas x m x año) | Frec. Terceros Fuga menor (fallas x m x año) | Frec. Total Terceros (fallas x m x año) |
|----------------|---------------------------|-----------------------|--|---|---|---|-------------------------|--------------------------------|----------------|---------------|-------------------|------------------------------|--|--|--|--|---|
| 0              | 2.09E-07                  | 0.66                  | 0.75   | 1.38E-07                                      | 5.3E-08   | 1.8E-08   | 1                       | 1                              | 0.7146         | 1.10          | 1.4               | 1                            | 0.91   | 1.381E-07                                | 5.34E-08                                     | 1.78E-08                                     | 2.09E-07                                |
| 335            | 2.09E-07                  | 0.66                  | 0.75   | 1.38E-07                                      | 5.3E-08   | 1.8E-08   | 1                       | 1                              | 0.7146         | 0.41          | 1.4               | 1                            | 0.91   | 5.147E-08                                | 1.99E-08                                     | 6.63E-09                                     | 7.80E-08                                |
| 785            | 2.09E-07                  | 0.66                  | 0.75   | 1.38E-07                                      | 5.3E-08   | 1.8E-08   | 1                       | 1                              | 0.7146         | 0.41          | 1.4               | 1                            | 0.91   | 5.147E-08                                | 1.99E-08                                     | 6.63E-09                                     | 7.80E-08                                |
| 3154           | 2.09E-07                  | 0.66                  | 0.75   | 1.38E-07                                      | 5.3E-08   | 1.8E-08   | 1                       | 1                              | 0.7146         | 0.41          | 1.4               | 1                            | 0.91   | 5.147E-08                                | 1.99E-08                                     | 6.63E-09                                     | 7.80E-08                                |
| 3479           | 2.09E-07                  | 0.66                  | 0.75   | 1.38E-07                                      | 5.3E-08   | 1.8E-08   | 1                       | 1                              | 0.7146         | 0.25          | 1.4               | 1                            | 0.91   | 3.091E-08                                | 1.19E-08                                     | 3.98E-09                                     | 4.68E-08                                |



**Figura 1:** Modelo para la presentación del perfil de probabilidad de falla.

### **7.5 Predicción de consecuencias y estimación de daño**

De acuerdo a lo indicado en el Apéndice G-20 de la Adenda N° 2 año 2016 de la NAG-100, se deben predecir las consecuencias “mediante programas computarizados utilizando una metodología de cálculo apropiada que contemple modelos matemáticos para estimar el área afectada por los peligros potenciales definidos previamente”.

Para la aprobación de los informes, **será una condición necesaria, la presentación detallada del modelo de cálculo utilizado y de las simplificaciones asociadas.**

Se deberán evaluar únicamente los riesgos asociados al efecto directo de quemaduras y las consecuencias deberán cuantificarse en función de las fatalidades provocadas por dichas quemaduras. A su vez, **se deberá presentar de manera explícita un árbol de eventos y sus correspondientes factores de ponderación**, que sean representativos de las fallas en gasoductos y que distinga el tipo de fuego que se puede manifestar y el tamaño de cada falla. Está permitido el uso de distintos arboles de eventos para cada peligro identificado.

La metodología de cálculo debe contar con:

- Capacidad para realizar los cálculos y presentar los resultados en función del tamaño de la falla (diámetro equivalente) bajo la clasificación de Fuga menor, Fuga mayor y Rotura que se indica en el Apéndice G-20 de Adenda 2 de la NAG 100.
- Capacidad para modelar al menos eventos con fuegos tipo Jet y con bola de fuego.
- Un modelo de flujo (cuyas ecuaciones se deberán presentar) para descargas de gasoductos a la atmósfera que permita cuantificar el caudal de fuga. El resultado deberá ser presentado según **el modelo** de la **Tabla 3**, distinguiendo valores para cada tamaño de falla para valores pico y valores efectivos (de corresponder). Se deberán utilizar unidades de caudal.
- Capacidad para asignar distintos valores de probabilidad de ignición en función de la clase de trazado y de la cantidad y el tipo de fuentes de ignición que estén presentes en cada sitio, debiendo respetar el modelo y la clasificación de inmediaciones del ducto indicada en la **Tabla 4**.

|   |                                   |                 |                 |
|---|-----------------------------------|-----------------|-----------------|
|  | <b>ESPECIFICACIÓN<br/>TÉCNICA</b> | <b>CÓDIGO</b>   | SCE-IN-501-0014 |
|   |                                   | <b>REVISIÓN</b> | 00              |
|   |                                   | <b>HOJA</b>     | 12 de 21        |

- Un modelo de intensidad de radiación térmica (cuyas ecuaciones se deberán presentar), que permita obtener resultados en función de la distancia a la falla.
- Un modelo de daño por radiación térmica (cuyas ecuaciones se deberán presentar) que permita distinguir los resultados en función del tiempo de exposición y de la intensidad de radiación térmica. Los criterios de daño deberán responder al caso en el cual el 50% de aquellos que reciban esa dosis o una mayor sufran fatalidades. Para el caso particular de aquellos Sitios Identificados, debido a su mayor vulnerabilidad se deberá aplicar un criterio más conservativo correspondiente a la condición en la cual el 1% de aquellos que reciban esa dosis o una mayor sufran fatalidades. El resultado deberá ser indicado en una tabla que distinga radios de fatalidad para cada tamaño de falla, según el modelo de la **Tabla 5**.

**Tabla 3:** Modelo para la presentación de caudales pico y efectivos distinguidos según tamaño de la falla.

|                           | <b>Fuga menor</b> | <b>Fuga mayor</b> | <b>Rotura</b> |
|---------------------------|-------------------|-------------------|---------------|
| Qpico [m <sup>3</sup> /s] | 0.02              | 0.14              | 4.61          |
| Qpico [Kg/s]              | 0.85              | 4.92              | 165.50        |

**Tabla 4:** Modelo para la presentación de probabilidad de ignición según clasificación de las inmediaciones del ducto.

| <b>Clasificación de las inmediaciones del ducto</b>              | <b>Fuga menor</b> | <b>Fuga mayor</b> | <b>Rotura</b> |
|--|-------------------|-------------------|---------------|
| Cañería en clase de trazado 1                                    | 0,1               | 0,2               | 0,8           |
| Cañería en clase de trazado 2                                    | 0,2               | 0,3               | 0,8           |
| Cañería en clase de trazado 3, incluyendo áreas sensibles        | 0,3               | 0,4               | 0,8           |
| Cañería en clase de trazado 4                                    | 0,4               | 0,5               | 0,8           |
| Cañería en cruce y/o paralela a caminos rurales                  | 0,1               | 0,2               | 0,8           |
| Cañería en cruce y/o paralela a rutas provinciales, nacionales   | 0,4               | 0,4               | 0,8           |
| Cañería en cruce y/o paralela a vías de ferrocarriles            | 0,3               | 0,4               | 0,8           |
| Cañería en cruce y/o paralela a línea eléctrica de baja tensión  | 0,2               | 0,3               | 1,0           |
| Cañería en cruce y/o paralela a línea eléctrica de media tensión | 0,3               | 0,4               | 1,0           |
| Cañería en cruce y/o paralela a línea eléctrica de alta tensión  | 0,4               | 0,5               | 1,0           |

**Tabla 5:** Modelo para la presentación de radios de fatalidad distinguidos según tamaño de la falla.

|       | <b>Fuga menor</b> | <b>Fuga menor en Sitio identificado</b> | <b>Fuga mayor</b> | <b>Fuga mayor en Sitio identificado</b> | <b>Rotura</b> | <b>Rotura en Sitio identificado</b> |
|-------|-------------------|---|-------------------|---|---------------|-------------------------------------|
| r [m] | 3.95              | 12.62                                   | 9.48              | 27.35                                   | 77,77         | 102.26                              |

## 7.6 Cálculo de riesgos

Tal como se presenta en las definiciones, el riesgo para cada peligro se deberá obtener a partir del producto entre la probabilidad de ocurrencia de daño y la potencial consecuencia (las fatalidades) asociada a la ocurrencia de una falla con ignición. Además, se deberá realizar la sumatoria de los riesgos asociados a cada uno de los peligros identificados y cada uno de los tamaños de fallas.

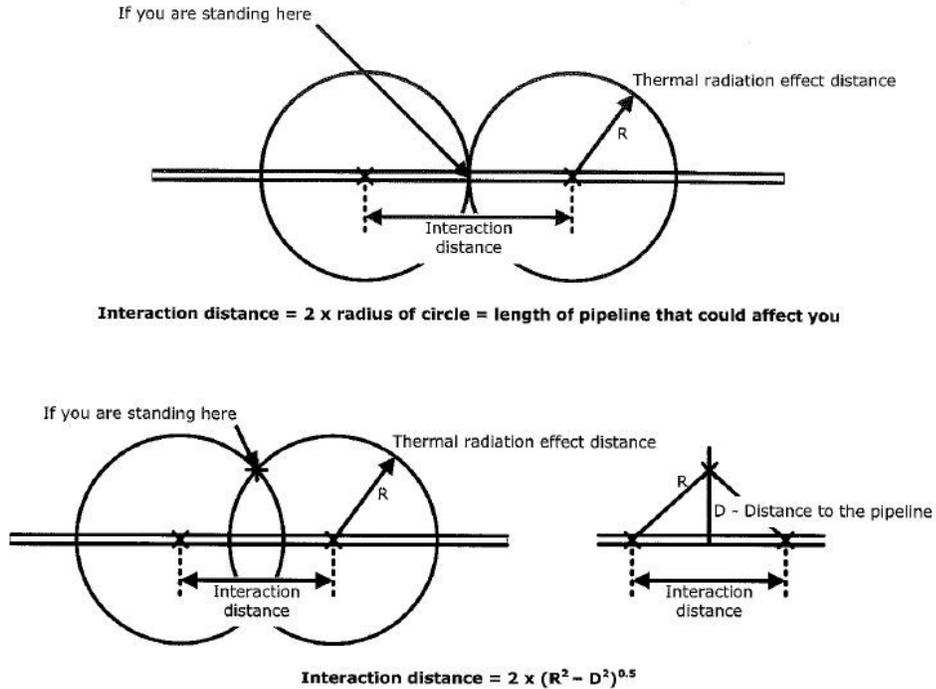
Luego, se deberán estimar el riesgo individual y el riesgo social dado que son representativos de distintas situaciones. El riesgo individual debe representar el riesgo de un ser humano que pueda estar en cualquier punto de la zona de efectos de la falla con ignición, en tanto que el riesgo social debe representar el riesgo a las poblaciones que están en las zonas de efectos.

A continuación, se presentan las particularidades a tener en cuenta en la estimación de cada tipo de riesgo.

### 7.6.1 Estimación del riesgo individual

Para la Estimación del Riesgo Individual se debe calcular en cada segmento bajo análisis el **producto entre la frecuencia de falla, la probabilidad de ignición, la distancia de interacción (donde R es el radio de afectación en función del criterio de causalidad) y la probabilidad de que una persona esté en el lugar (dentro del radio de afectación).**

Como criterio general, la “Distancia de interacción” permite ponderar la probabilidad de que el efecto del evento llegue a una ubicación específica en el cálculo de riesgo. Al respecto, la norma de referencia IGEM/TD/2 indica que “para un modelo simple de personas presentes continuamente y donde la velocidad del viento es cero, las consecuencias son circulares y la distancia de interacción se calcula como se muestra en la Figura 4 (correspondiente a la **Figura 2** de este documento)”. Allí, un punto puede ser alcanzado por una falla que se desarrolle aguas arriba o aguas debajo de dicho punto, a una distancia menor o igual al Radio de Afectación.



**Figura 2:** Método de cálculo para la Distancia de interacción, corresponde a la Figura 4 de la norma IGEM/TD/2.

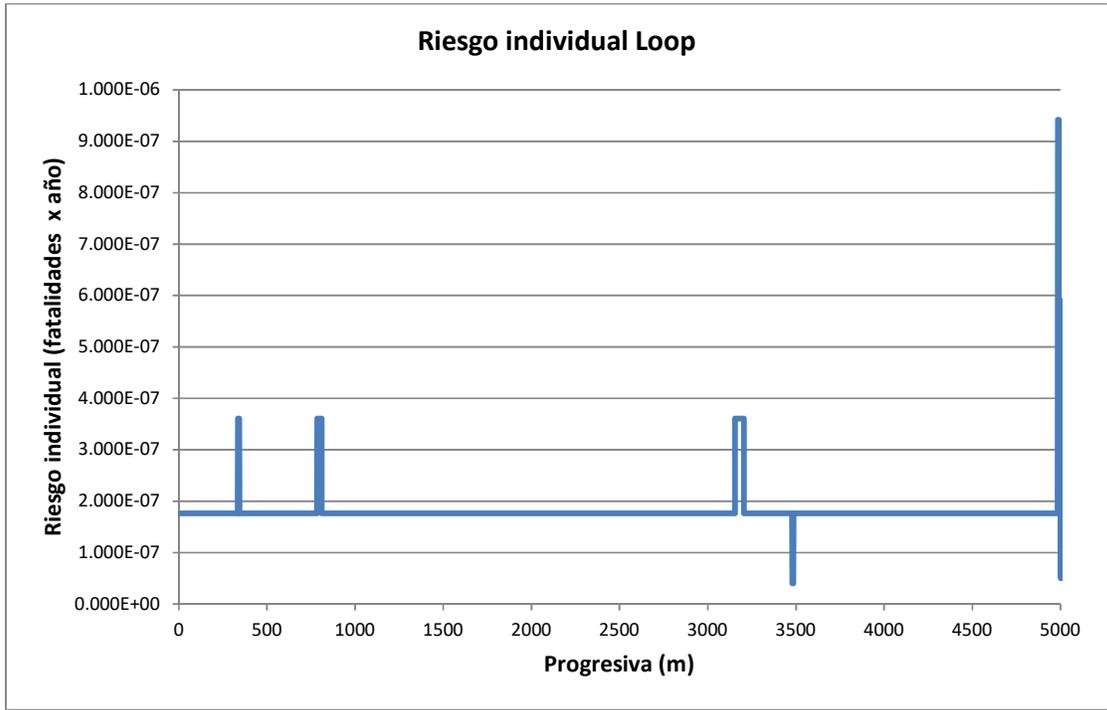
|   |                                     |          |                 |
|---|-------------------------------------|----------|-----------------|
|  | <h1>ESPECIFICACIÓN<br/>TÉCNICA</h1> | CÓDIGO   | SCE-IN-501-0014 |
|   |                                     | REVISIÓN | 00              |
|   |                                     | HOJA     | 14 de 21        |

Como criterio general, para la “probabilidad de que una persona esté en el lugar”, se deberán utilizar los siguientes valores, según corresponda, a menos que se cuente con información precisa que sustente la definición de otras probabilidades:

- Clase de trazado 1: se define una probabilidad de que una persona esté en el lugar de una hora diaria durante los 365 días del año es decir que el factor vale  $1/24=0.042$
- Clase de trazado 2: se define una probabilidad de que una persona esté en el lugar de dos horas diarias durante los 365 días del año es decir que el factor vale  $2/24=0.083$
- Clase de trazado 3 incluyendo áreas sensibles: se define una probabilidad de que una persona esté en el lugar de cuatro horas diarias durante los 365 días del año es decir que el factor vale  $4/24=0.167$
- Clase de trazado 4: se define una probabilidad de que una persona esté en el lugar de seis horas diarias durante los 365 días del año es decir que el factor vale  $6/24=0.250$
- Cruces y zonas paralelas a caminos rurales: se define una probabilidad de que una persona esté en el lugar de dos horas diarias durante los 365 días del año es decir que el factor vale  $2/24=0.083$
- Cruces y zonas paralelas a rutas provinciales, nacionales y de ferrocarriles: se define una probabilidad de que una persona esté en el lugar de ocho horas diarias durante los 365 días del año es decir que el factor vale  $8/24=0.333$ .
- Viviendas: se define una probabilidad de que una persona esté en el lugar diurna del 50% y nocturna del 100 % durante los 365 días del año es decir que el factor vale  $(1 \times 8/24) + (0,5 \times 16/24) = 0.333 + 0.333 = 0.666$ .

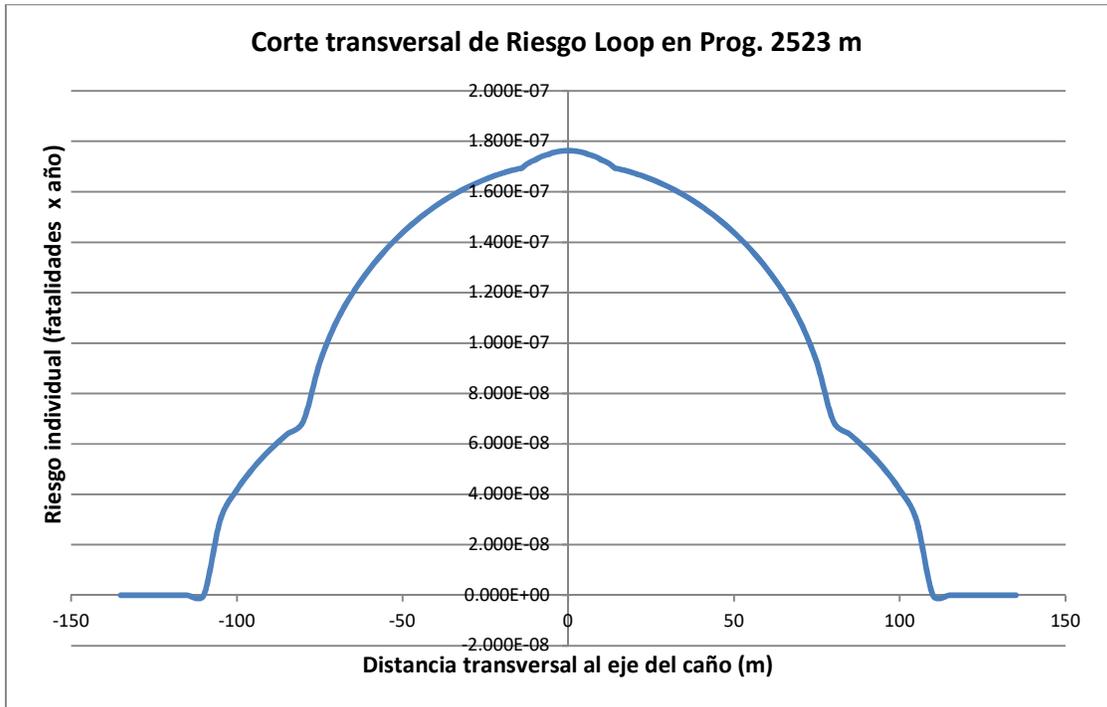
Los resultados deberán ser representados en gráficos de riesgo (eje Y) en función de la progresiva del gasoducto (eje X), tal como lo muestra la **Figura 3**. Allí, se deberá presentar una línea por cada amenaza y una línea correspondiente a la suma (riesgo total) para poder observar la incidencia de cada amenaza en el riesgo. También se deberán incluir las líneas que definan los límites establecidos para la evaluación del riesgo (Sección **7.7 Evaluación del Riesgo**). Cada gráfico podrá tener una longitud de hasta 5000 m y deberá contar con un documento anexo en formato .xls donde se deberán presentar todos los datos utilizados y los **resultados de la estimación de riesgo individual**. Allí, cada punto representará un segmento de 1 m y estará caracterizado por los siguientes los atributos:

- Progresiva (m)
- Latitud en grados decimales (sistema de coordenadas WGS84)
- Longitud en grados decimales (sistema de coordenadas WGS84)
- Probabilidad de falla amenaza 1
- Probabilidad de falla amenaza 2
- Probabilidad de falla amenaza n
- Probabilidad de falla total
- Radio de fatalidad fuga menor
- Radio de fatalidad fuga mayor
- Radio de fatalidad Rotura
- Probabilidad de ignición
- Probabilidad de que una persona esté en el lugar
- Consecuencia (fatalidades)
- Riesgo (fatalidades año<sup>-1</sup>)



**Figura 3:** Modelo para la presentación del perfil de riesgo individual.

También se deberá presentar un gráfico de riesgo (y su documento .xls) en función de la distancia respecto al eje del gasoducto en las progresivas más riesgosas, tal como lo muestra la **Figura 4**. Allí se deberá distinguir con colores el riesgo asociado a las distintas amenazas.



**Figura 4:** Modelo para presentación del contorno de Riesgo individual en una progresiva específica.

|   |                                   |                 |                 |
|---|-----------------------------------|-----------------|-----------------|
|  | <b>ESPECIFICACIÓN<br/>TÉCNICA</b> | <b>CÓDIGO</b>   | SCE-IN-501-0014 |
|   |                                   | <b>REVISIÓN</b> | 00              |
|   |                                   | <b>HOJA</b>     | 16 de 21        |

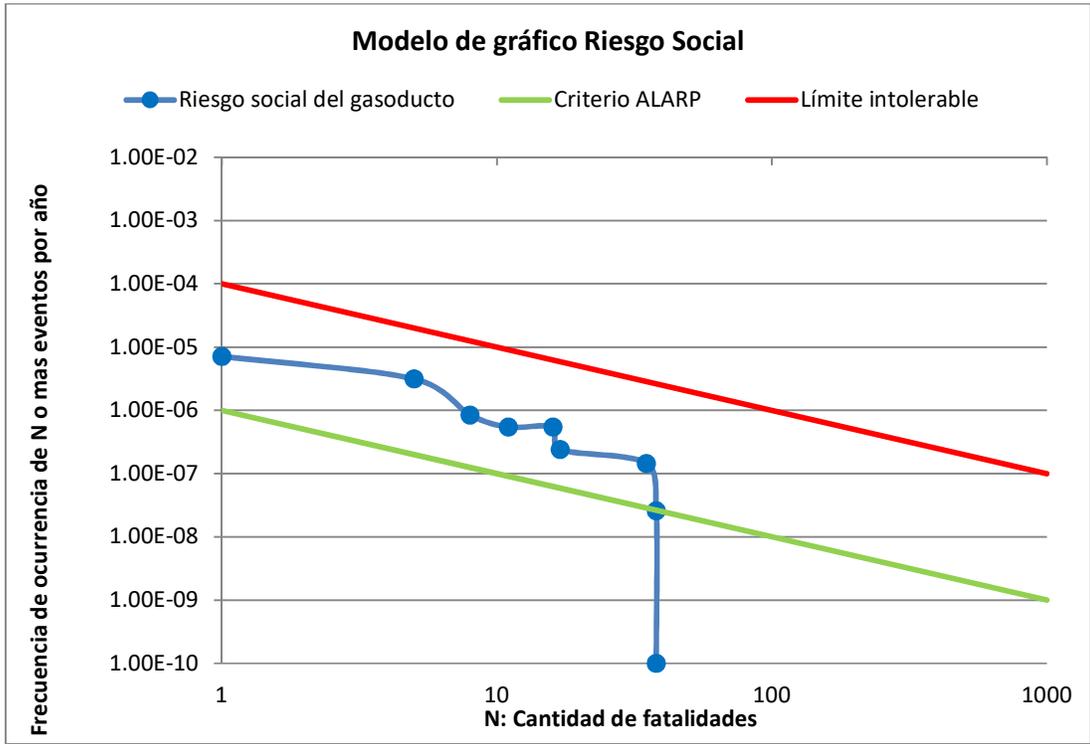
### 7.6.2 Estimación del riesgo social

Para la estimación del riesgo social se debe obtener la relación entre la frecuencia de un incidente y la cantidad de fatalidades que resultarían como consecuencia del mismo. Su metodología de cálculo es similar a la usada para obtener el riesgo individual, teniendo en cuenta adicionalmente la cantidad de personas que pueden resultar afectadas producto de una falla y se puedan encontrar ubicadas dentro de la Unidad de Clase de Trazado bajo análisis.

A modo de resumen, el riesgo social se debe obtener mediante el cálculo y la representación de **puntos discretos** en **Gráficos F-N**, donde cada uno de ellos estará asociado a una locación que debe estar caracterizada por su distancia al ducto, por la frecuencia (por año) de los posibles eventos y por el número de fatalidades que allí podrían ocurrir. La **Tabla 6** y la **Figura 5** deben utilizarse como modelos para la presentación de los resultados. Nótese que en la **Tabla 6** los pares f-N se deben ordenar de menor a mayor cantidad de fatalidades.

**Tabla 6:** Modelo de tabla para presentación de resultados de Riesgo Social.

| Descripción de la locación | Distancia ducto - locación (m) | f (Fatalidades/año) | N (Cantidad de fatalidades) |
|----------------------------|--------------------------------|---------------------|-----------------------------|
| Vivienda 1                 | 0                              | 7.14E-06            | 1                           |
| Vivienda 2                 | 5                              | 3.14E-06            | 5                           |
| Taller 3                   | 17                             | 8.45E-07            | 8                           |
| Vivienda 4                 | 20                             | 5.45E-07            | 11                          |
| Vivienda 5                 | 20                             | 5.45E-07            | 16                          |
| Duplex 6                   | 86                             | 2.40E-07            | 17                          |
| Edificio 7                 | 101                            | 1.45E-07            | 35                          |
| Edificio 8                 | 117                            | 2.59E-08            | 38                          |



**Figura 5:** Modelo de gráfico para presentación de resultados de Riesgo Social.

Cada tabla y cada gráfico deben corresponder al resultado del Análisis de Sitio específico, que debe ser realizado en todas aquellas zonas donde pudiera haber más de una persona afectada por una falla.

Cada sitio específico corresponderá a una Unidad de clase de trazado, por lo que incluirá una longitud de 1,6 km de ducto donde se deberán analizar todas las locaciones ubicadas allí. En casos particulares se podrá reducir dicho valor, teniendo en cuenta que durante el análisis se debe adoptar una comparación conservativa dividiendo los valores de la frecuencia F por el cociente entre 1.6 km y la distancia de interacción del sitio.

Si por algún motivo no hubiese zonas donde se cree que podría haber más de una persona afectada por una falla, se deberá proceder a realizar un Análisis genérico, asumiendo una población distribuida aleatoriamente en la proximidad del ducto y adoptando una posición conservativa considerando la máxima cantidad de viviendas que surgen de las definiciones de Clases de Trazado, según NAG 100 y considerando que cada una de esas viviendas es habitada por 4 personas.

### 7.7 Evaluación del riesgo

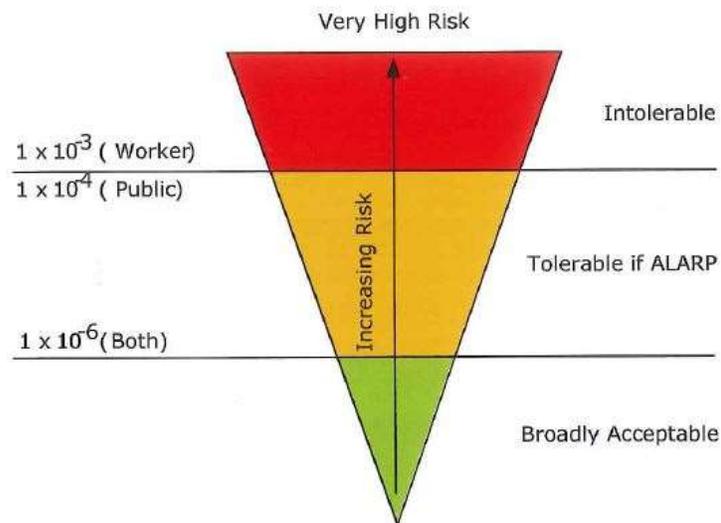
Para la evaluación del riesgo se debe utilizar el criterio ALARP (representado en la **Figura 6**), según lo establece el Apéndice G-20 de la NAG 100. A continuación, se presentan los límites establecidos:

Para riesgo individual:

- **REGIÓN INTOLERABLE:** Si el riesgo está en la región intolerable, el mismo no puede ser justificado. Se considera región de riesgo intolerable si el valor de riesgo individual es superior a  $1 \times 10^{-4}$ .
- **REGIÓN REDUCIBLE:** Si el riesgo está en la región reducible, el riesgo es tolerable solo si una reducción adicional del mismo es impracticable o si se requiere una acción desproporcionada en tiempo y esfuerzo respecto de la reducción alcanzada (criterio ALARP, As Low As Reasonably Practicable). Esta región está definida por valores de riesgo individual desde  $1 \times 10^{-4}$  hasta  $1 \times 10^{-6}$ .
- **REGIÓN ACEPTABLE:** Si el riesgo está en la región aceptable, el nivel del riesgo residual es considerado insignificante. Se considera región de riesgo aceptable si el valor de riesgo individual es inferior a  $1 \times 10^{-6}$ .

Para riesgo social:

- En ninguno de los puntos a lo largo del gasoducto se podrá superar que accidentes que causen 100 o más muertes contengan frecuencias de  $1 \times 10^{-5}$  por año.
- Para aquellos casos donde se encuentren otros ductos dentro de la Unidad de Clase de trazado bajo análisis se deberá evaluar si ocurre una interacción entre ellos (según normativa IGEM/TD1). De no ser así, el riesgo de dichos ductos debe ser incluido en la evaluación mediante la suma de los datos f-N acumulados. El resultado total debería ser comparado en el criterio indicado previamente.



**Figura 6:** Representación gráfica de los criterios de tolerancia al riesgo, corresponde a Figura 5 de la norma IGEM/TD/2.

|   |                 |                 |
|---|-----------------|-----------------|
|  <b>ESPECIFICACIÓN<br/>TÉCNICA</b> | <b>CÓDIGO</b>   | SCE-IN-501-0014 |
|   | <b>REVISIÓN</b> | 00              |
|   | <b>HOJA</b>     | 19 de 21        |

### **7.8 Definición de sitios y medidas para mitigar el riesgo**

El Apéndice G-20 a la NAG-100 indica que “Se debe llevar a cabo la identificación de sitios específicos para la toma de medidas para mitigar el riesgo.

Se debe desarrollar con el mayor detalle posible el establecimiento de las medidas de mitigación, prevención, monitoreo y control de cada uno de los riesgos. Todas las medidas de mitigación y prevención propuestas deben ser específicas, concretas y medibles, evitando todo tipo de generalidad.

Entre las medidas que pueden utilizarse se encuentran:

- Reubicar la traza del ducto.
- Aumentar la profundidad de tapada.
- Aumentar el espesor del caño.
- Disminuir el factor de diseño.
- Utilizar otras metodologías de protección, como losas de hormigón.
- Reducir la MAPO.
- Odorizar el gas.
- Instalar cupones.
- Aumentar la frecuencia de vigilancia.
- Aumentar la frecuencia de pasaje de Scraper Instrumentado.
- Combinación de las anteriores.
- Otras medidas fundamentadas en la normativa de referencia para el cálculo.”

Cualquier propuesta de medida de mitigación será definida de común acuerdo entre el analista de riesgo, el **Gerente de Seguridad y Medio Ambiente** y el **Departamento de Ingeniería e Integridad**. Deberá estar fundamentada mediante la estimación del riesgo individual y del riesgo social, dando a conocer los valores que se alcanzarían al aplicar dichas medidas. El proceso de dichos análisis deberá cumplir con todos los lineamientos enunciados en esta especificación.

## **8 SIMULACIÓN DE CRECIMIENTO POBLACIONAL**

Se presentarán por separado dos informes, uno de los cuales reflejará las condiciones actuales incluyendo las medidas de mitigación acordadas y el otro corresponderá a una simulación de crecimiento poblacional que a su vez será evaluada con un criterio de riesgo social más exigente respecto al ALARP. El informe con la simulación de crecimiento poblacional debe estar relacionado con las averiguaciones previas respecto a los planes de expansión/viviendas, desarrollo de infraestructura y proyectos industriales de las ciudades cercanas a la cañería o cambios de zonificación.

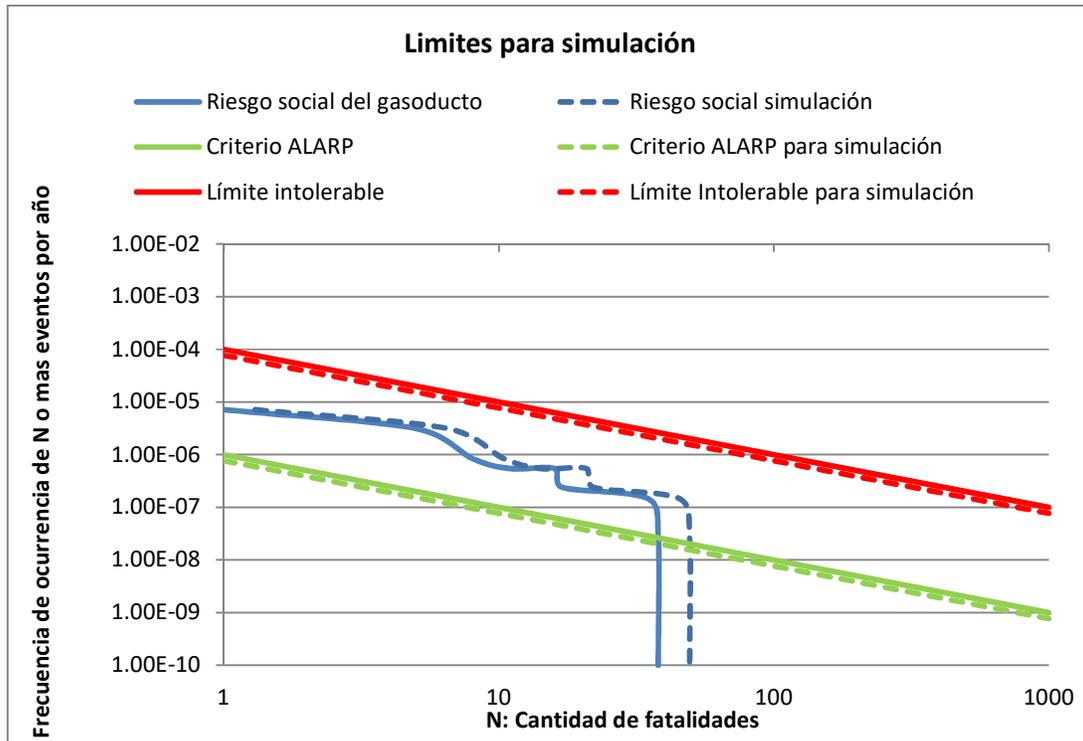
Ambos informes serán elaborados de acuerdo a las bases establecidas en la presente Especificación Técnica.

Si en la simulación no se cumpliera con los límites establecidos para la evaluación del riesgo, se deberán aplicar medidas de mitigación y/o modificaciones en el diseño del ducto para reducir el riesgo. Dichas medidas y/o modificaciones deberán cumplir con lo indicado en la sección **7.8 Definición de sitios y medidas para mitigar el riesgo**.

A continuación, se presentan las **Pautas para la Simulación**:

- La simulación se realizará suponiendo un crecimiento de la cantidad de fatalidades en un 30 % (**Figura 7**) por lo que se deberán multiplicar por 1,3 los valores de N indicados en la **Tabla 6**.

- Los límites de evaluación del riesgo disminuirán en un 30 %, es decir que, por ejemplo, el criterio ALARP para 1 fatalidad será  $7,69 \times 10^{-7}$  fatalidades al año (**Figura 7**).



**Figura 7:** Modelo de gráfico para presentación de resultados de Simulación de crecimiento poblacional, incluyendo en línea punteada la representación de las pautas para la simulación.

## 9 RESUMEN DE TABLAS Y GRÁFICOS A PRESENTAR

A continuación, se presenta un listado con las tablas y gráficos que se deben presentar en los informes:

- Tablas de frecuencia de falla y factores de reducción para cada una de las amenazas identificadas, según modelo y ejemplos **Tablas 1 y 2**.
- Gráficos de perfiles de probabilidad de falla, según modelo **Figura 1**.
- Árbol de los eventos distinguiendo el tipo de fuego que se puede manifestar y el tamaño de falla.
- Tabla de caudales de fuga, según modelo **Tabla 3**.
- Tabla de probabilidades de ignición, según modelo **Tabla 4**.
- Tabla de radios de fatalidad, según modelo **Tabla 5**.
- Gráfico de perfil de riesgo, según modelo **Figura 3**.
- Documento .xls conteniendo los datos y resultados de la estimación de riesgo individual, conteniendo los atributos indicado en el **Punto 7.6.1**.
- Gráficos de cortes transversales de riesgo en progresivas más riesgosas, según modelo **Figura 4**.
- Resultados de Riesgo Social para los sitios específicos donde el riesgo es mayor, según modelos **Tabla 6 y Figura 5**.

|   |                                   |                 |                 |
|---|-----------------------------------|-----------------|-----------------|
|  | <b>ESPECIFICACIÓN<br/>TÉCNICA</b> | <b>CÓDIGO</b>   | SCE-IN-501-0014 |
|   |                                   | <b>REVISIÓN</b> | 00              |
|   |                                   | <b>HOJA</b>     | 21 de 21        |

## 10 REGISTRO Y ARCHIVO

Los informes, deberán ser archivados junto al historial de mantenimiento y operación de la cañería. Además, debe actualizarse ante cambios en las condiciones del ducto o su entorno.

El Informe de Evaluación de Seguridad debe ser aprobado y suscripto por los responsables Técnicos y de Seguridad autorizados por el operador del ducto. También deberá ser firmado por el responsable de la empresa que realiza el informe.

Se deberán entregar en papel dos (2) copias encarpetadas, bien identificadas de los informes con carátulas donde conste la información identificatoria del estudio y las firmas correspondientes (Contratista/Distribuidora). Los informes deberán contener todas las tablas y gráficos indicados en esta especificación técnica, tal como se resumen en el punto 9.

Además, se entregarán dos (2) copias del informe en archivo digital CD o DVD y Pendrive en formato solo lectura (\*.pdf) y las tablas y gráficos se entregarán en formato Excel (\*.xls/\*.xlsx). Además, se deberán entregar los resultados de la estimación de riesgo individual en un archivo .shp donde cada punto (que represente un segmento de 1 m) estará caracterizado por los atributos que se indican en el Punto 7.6.1.