

**IMPACTO DE LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN DE GAS  
NATURAL EN LA CONFIABILIDAD DE SISTEMAS DE  
DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON GENERACIÓN  
DISTRIBUIDA**

Jonatan García Castro  
Luis Felipe Ayala Parra

Proyecto de grado para optar por el título de  
**Ingeniero Electricista**

Director  
M.Sc. Ricardo A. Hincapié Isaza

Co-Director  
M.Sc. Carlos A. Saldarriaga Cortés

UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA DE PEREIRA  
Programa de Ingeniería Eléctrica  
Pereira, 2015



IMPACTO DE LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN DE GAS NATURAL EN LA CONFIABILIDAD DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON GENERACIÓN DISTRIBUIDA

© Jonatan Garcia Castro

© Luis Felipe Ayala Parra

Pereira, 2015

Programa de Ingeniería Eléctrica

Universidad Tecnológica de Pereira

La Julita. Pereira(Colombia)

TEL: (+57)(6)3137122

*www.utp.edu.co*

Versión web disponible en: *<http://recursosbiblioteca.utp.edu.co/tesisd/index.html>*

# Agradecimientos

Quiero agradecer a mis padres Arquímedes García y Rosalba Castro por los valores, enseñanzas y su incansable apoyo en este proceso. Al igual que a mis hermanos Giovanni y Juan Eduardo por ser un ejemplo a seguir, por ayudar a los demás sin esperar recibir nada a cambio. A mis sobrinas Lizeth, Laura Sofía y Ana Lucia por alegrarme en los momentos adecuados y hacerme disfrutar de pequeños momentos como un niño. A María Fernanda Grajales por todos los años a mi lado y su apoyo incondicional. A mi primo Oscar Andrés Palacio por ser una voz de apoyo y siempre estar a mi lado en todos los momentos de mi vida. Al Ingeniero Ricardo Hincapié por su apoyo incondicional y sus lecciones tanto educativas como de vida. A mis grandes amigos Luis Fernando Rodríguez, Cristian David Grajales, Carlos Arturo Saldarriaga y María Victoria Gasca con los cuales he vivido momentos inolvidables y son parte fundamental de mi vida ya que siempre están para escucharme, acompañarme y apoyarme. Y a todas las personas que en este largo camino han aportado a mi crecimiento personal.

## **Jonatan**

A los profesores Ricardo Hincapié y Carlos Saldarriaga, por compartir sus conocimientos, por su acompaento, apoyo y dedicacira guiarnos en la realizaci este proyecto. A todos los profesores del Programa de Ingeniería Eléctrica de la Universidad Tecnológica de Pereira por los conocimientos brindados, por inculcarnos el gusto por el saber y ayudarnos a crecer como personas y como profesionales.

## **Luis Felipe**

Adicionalmente los autores quieren agradecer a la Universidad Tecnológica de Pereira por medio del Proyecto Interno 6-15-7, al Grupo de Planeamiento de Sistemas Eléctricos de la misma Universidad y a Colciencias por el apoyo brindado bajo el Proyecto 159-2015.



# Resumen

En este trabajo se desarrolla una metodología que permite cuantificar el impacto de la confiabilidad del sistema de gas natural sobre la confiabilidad del sistema eléctrico. El impacto se mide mediante una relación entre la energía no suministrada por contingencias en la red de gas natural con la energía no suministrada por las contingencias en la red eléctrica, donde se consideran posibles valores para tasas de fallas y tiempos de reparación de la red de gas natural. Los resultados numéricos indican que en sistemas de distribución con alta penetración de generación distribuida la confiabilidad de la red de gas natural impacta fuertemente la confiabilidad del sistema eléctrico.



# Tabla de Contenido

<b>1. Introducción</b>	<b>13</b>
<b>2. Generalidades</b>	<b>17</b>
2.1. Sistema de distribución eléctrico . . . . .	17
2.1.1. Subestación de distribución . . . . .	17
2.1.2. Alimentadores radiales . . . . .	18
2.1.3. Cargas . . . . .	18
2.2. Sistema de distribución de gas natural . . . . .	18
2.2.1. City Gates o sub-estaciones de gas: . . . . .	19
2.2.2. Red de gasoductos . . . . .	19
2.2.3. Consumidores . . . . .	19
2.3. Generación distribuida a base de gas natural . . . . .	19
<b>3. Metodología propuesta</b>	<b>21</b>
3.1. Índices de confiabilidad . . . . .	21
3.2. Evaluación del nivel de confiabilidad... . . . .	23
3.3. Evaluación del nivel de confiabilidad... . . . .	24
3.4. Cálculo del porcentaje de impacto... . . . .	26
<b>4. Resultados numéricos</b>	<b>27</b>
4.1. Sistema de prueba 1 . . . . .	27
4.2. Sistema de prueba 2 . . . . .	30
4.3. Sistema de prueba 3 . . . . .	32
<b>5. Conclusiones y trabajos futuros</b>	<b>35</b>
5.1. Conclusiones generales . . . . .	35
5.2. Trabajos futuros . . . . .	36
<b>A. Sistemas de prueba</b>	<b>39</b>
A.1. Datos sistema de prueba 1 . . . . .	39
A.2. Datos sistema de prueba 2 . . . . .	46



# Índice de figuras

1.1. Sistema integrado de electricidad y gas natural con generación distribuida . . . .	14
3.1. Cálculo del índice NSEL en función de los parámetros del sistema eléctrico . . .	23
3.2. Representación del sistema de distribución eléctrico para el cálculo de la potencia no suministrada . . . . .	24
3.3. Cálculo del índice NSEL en función de los parámetros del sistema de gas natural	25
4.1. Sistema de prueba ilustrativo . . . . .	27
4.2. Sistema de prueba ilustrativo . . . . .	28
4.3. Impacto de la confiabilidad de la red de gas natural sobre la confiabilidad de la red eléctrica para el sistema de prueba 1 . . . . .	29
4.4. Sistema de prueba 2 . . . . .	31
4.5. Impacto de la red de gas en la red eléctrica para el sistema 2 . . . . .	32
4.6. Sistema de prueba 2 . . . . .	33
4.7. Impacto de la red de gas en la red eléctrica para el sistema 3 . . . . .	34



# Índice de cuadros

4.1. Tasa de fallo y tiempo de reparación promedio de la red eléctrica . . . . .	28
4.2. Tasa de falla y tiempo de reparación promedio de la red de gas natural . . . . .	28
4.3. Matriz de indisponibilidad de los generadores distribuidos . . . . .	29
A.1. Valores técnicos sistema de prueba 1 . . . . .	39
A.2. Datos subestaciones sistema de prueba 1 . . . . .	39
A.3. Datos GDs sistema de prueba 1 . . . . .	40
A.4. Demandas de potencia nodal del sistema de prueba 1 . . . . .	41
A.5. Datos lineas sistema de prueba 1 . . . . .	43
A.6. Datos ductos de gas sistema de prueba 1 . . . . .	45
A.7. Valores técnicos sistema de prueba 2 . . . . .	46
A.8. Datos subestaciones sistema de prueba 2 . . . . .	46
A.9. Datos GDs sistema de prueba 2 . . . . .	46
A.10. Demandas de potencia nodal del sistema de prueba 2 . . . . .	49
A.11. Datos lineas sistema de prueba 2 . . . . .	51
A.12. Datos ductos de gas sistema de prueba 2 . . . . .	53



# Capítulo 1

## Introducción

En la última década, la generación distribuida a base de gas natural (GD-GN) se ha considerado como una alternativa de solución a las dificultades operativas asociadas al crecimiento continuo de la demanda de energía eléctrica [1]. Esto debido a sus múltiples ventajas, tales como el bajo costo del gas natural, los cortos tiempos de implementación y las bajas emisiones de gases de efecto invernadero en comparación con otros combustibles.

Adicionalmente, en la literatura especializada se ha demostrado que la implementación de GD-GN permite obtener soluciones de planeamiento de bajo costo de implementación y bajas pérdidas técnicas, debido a que la inclusión de fuentes en el interior de la red de distribución permite reducir la magnitud de las corrientes que por ella circulan. Por ejemplo, en [2],[3],[4],[5] se discuten los diferentes beneficios asociados a la implementación de generadores distribuidos, donde los autores afirman que los aspectos más relevantes son aquellos asociados a la reducción de pérdidas técnicas, bajas emisiones de gases de efecto invernadero, alivio de congestiones y soporte de tensión.

Igualmente, la implementación de GD-GN permite mejorar la confiabilidad del sistema eléctrico, pues la ocurrencia de contingencias en la red de distribución eléctrica genera islas, las cuales podrían ser abastecidas de manera provisional por los generadores conectados aguas abajo del elemento fallado, reduciendo el número de usuarios no atendidos [6],[7].

Es por lo anterior que en [6] los autores afirman que es necesario diseñar nuevas políticas regulatorias, las cuales permitan a las empresas distribuidoras implementar generación distribuida en el interior de sus redes, pues se ha demostrado que esto permite obtener múltiples beneficios tanto para la compañía de distribución como para los usuarios. Sin embargo, para garantizar estas ventajas se requiere un suministro de energía continua por parte de los generadores distribuidos, lo cual implica que la red de distribución de gas natural sea debidamente diseñada, esto es, que las cantidades de gas natural puedan ser transportadas desde las fuentes de gas (*city gate*) hasta los consumidores finales (entre ellos los GD-GN) cumpliendo todas los requerimientos técnicos y regulatorios [8].

Lo anterior implica que el uso de GD-GN genera una dependencia del sistema de distribución de electricidad con el suministro de combustible a través de la red de gas natural, lo que hace

que la confiabilidad de la red eléctrica se vea afectada por la confiabilidad de la red de gas natural.

A manera de ejemplo, considere la red de distribución integrada de la figura 1. Suponga que la red eléctrica ha sido diseñada bajo criterios de mínimo costo y alta confiabilidad considerando la posibilidad de instalar GD-GN. Note que un diseño de mínimo costo requiere del máximo uso de todos los elementos instalados y que el criterio de alta confiabilidad promueve la instalación de múltiples fuentes (GD-GN) en el interior de la red [6]. Esto implica que la red resultante tenga una alta penetración de generadores distribuidos con altos porcentajes de utilización, de igual forma se espera que los calibres de los conductores y las capacidades de las subestaciones eléctricas presenten una baja holgura con respecto a las corrientes de carga máxima presentadas en el sistema.

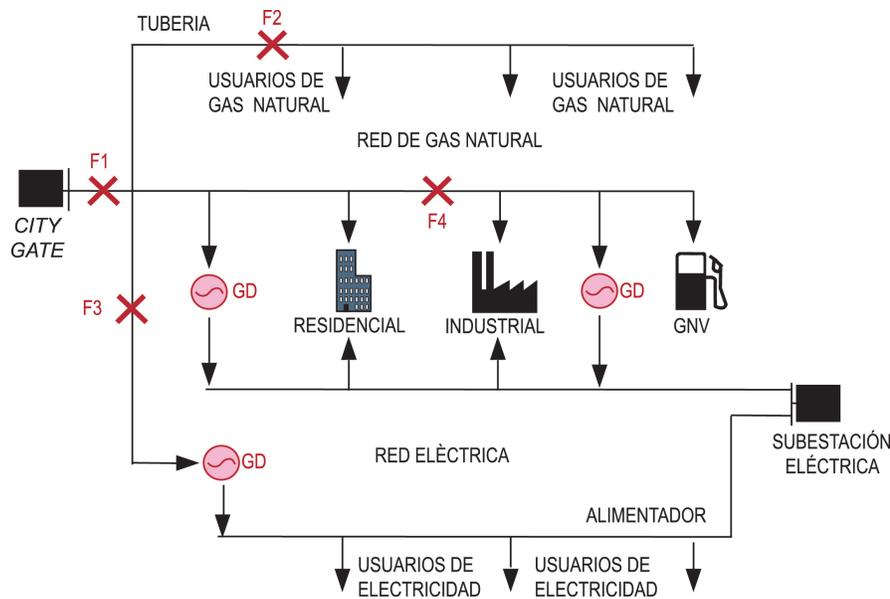


Figura 1.1: Sistema integrado de electricidad y gas natural con generación distribuida

Por otro lado, dadas las condiciones de diseño, se espera que la red resultante presente una baja afectación ante la ocurrencia de contingencias  $n-1$  en el sistema eléctrico. Sin embargo, si el diseño de la red eléctrica no considera el efecto de la confiabilidad de la red de gas natural, existe una alta posibilidad de que los resultados esperados en términos de bajo costo y alta confiabilidad no se cumplan, pues la ocurrencia de una contingencia en la red de gas puede desconectar uno o varios GD-GN, incrementando los niveles de energía eléctrica no suministrada.

Para mostrar lo anterior, observe la figura 1 y suponga la ocurrencia de la falla F1 en el sistema de gas natural. Note que esta falla desconecta simultáneamente tres GD-GN; esta desconexión implica que las demandas eléctricas deben ser atendidas únicamente por la subestación eléctrica, generando problemas operativos tales como: congestión en la red, problemas de regulación de tensión, sobrecarga de equipos o incluso desabastecimiento de la demanda. Adicionalmente, el incremento de la corriente por los alimentadores implica un considerable

aumento de las pérdidas técnicas.

Sin embargo, no todas las fallas del sistema de gas natural tienen el mismo impacto sobre la red eléctrica. Observe de nuevo la figura 1: note que la falla F2 no tiene ningún efecto sobre el sistema eléctrico dado que no desconecta ningún GD-GN. Por otra parte, mientras otras fallas como las fallas F3 y F4 desconectan la misma cantidad de GD-GN, la falla F3 presenta una mayor gravedad que la falla F4, debido a la ubicación de los GD-GN sobre la red eléctrica.

Lo anterior ilustra la importancia de desarrollar metodologías integradas de análisis de confiabilidad de sistemas de distribución de electricidad y gas natural cuando se considera una alta penetración de GD-GN, las cuales permitan cuantificar el efecto de la confiabilidad del sistema de gas sobre la confiabilidad del sistema eléctrico.

Esta es una problemática que ya se ha discutido en la literatura especializada a nivel de sistemas de transmisión. En [9] se afirma que dado el creciente número de generadores a base de gas natural, las redes de gas natural presentan un mayor impacto sobre la seguridad de la red eléctrica y el comportamiento del mercado, llevando a la necesidad de formular metodologías que evalúen el impacto de las contingencias en la red de gas sobre la operación del sistema eléctrico. De manera similar, en [10] se presenta un modelo para calcular la máxima potencia que suplente una planta de ciclo combinado al sistema de potencia teniendo en cuenta el efecto de la red de transporte de gas natural, con el propósito de cuantificar el efecto de la confiabilidad en el suministro de gas natural sobre la confiabilidad del sistema eléctrico de potencia. Mientras que en [11] se propone una metodología basada en la simulación de Montecarlo para calcular índices de confiabilidad en los puntos de interconexión entre la red de gas y la red eléctrica, con el objetivo de incorporar información de la confiabilidad del sistema de gas natural en los estudios de confiabilidad de sistemas eléctricos.

Sin embargo, hasta donde el conocimiento de los autores de este trabajo alcanza, en la literatura especializada aún no se presentan metodologías que se encuentren diseñadas para analizar de manera integrada la confiabilidad de los sistemas de electricidad y gas natural a nivel de distribución considerando alta penetración de generación distribuida a base de gas natural. Es por esto, que en este trabajo se propone una nueva metodología que permita la evaluación del efecto de la confiabilidad del sistema de gas natural sobre la confiabilidad del sistema eléctrico, considerando las características particulares de los sistemas de distribución y aprovechando las diferentes características comunes entre ambos sistemas en términos de topología y estrategias de operación y planeamiento [12].

Para esto se adaptó el índice conocido en sistemas eléctricos como nivel de energía no servida (NSEL) reportado en [13], de forma tal que se utilice información correspondiente a las tasas de falla y tiempos de reparación de la red de gas natural.

Dado un sistema de gas natural, se analizan todas las posibles fallas en sus ductos y se calcula para cada caso la energía que se deja de suministrar en el sistema eléctrico. Este cálculo se compara con la energía que se deja de suministrar cuando solo se tienen en cuenta las fallas en el sistema eléctrico. De esta forma, se espera como resultado la determinación del impacto de la red de gas natural en la confiabilidad de la red eléctrica y que tanto se debe tener en cuenta al momento de planear una nueva red eléctrica con generación distribuida que dependa de una

red de gas natural.

Esta investigación entrega dentro de sus aportes una estrategia que permite medir la energía que se deja de suplir en una red eléctrica ante contingencias de la red de gas natural. Esta herramienta es útil dado que permite considerar la confiabilidad de la red de gas natural en la red eléctrica, lo cual tiene un impacto en diferentes estudios sobre sistemas de distribución, como la planeación de redes eléctricas con generación distribuida.

Los capítulos restantes de este documento se dividen de la siguiente forma.

En el capítulo 2 se presentan las generalidades y conceptos asociados a los sistemas de distribución de energía eléctrica, las redes de gas natural y su integración, discutiendo el impacto de su interconexión en la confiabilidad de la red eléctrica. En el capítulo 3 se formula la metodología que permite dar solución al problema abordado en esta investigación y se describe paso a paso el procedimiento para determinar de forma cuantitativa el impacto que tiene la red de gas en el sistema eléctrico. En el capítulo 4 se muestran los resultados de aplicación de la metodología en dos sistemas de prueba, así como el análisis de los mismos. Finalmente, en el capítulo 5 se discuten las principales conclusiones de la investigación realizada, de acuerdo con los resultados obtenidos. Adicionalmente, se realiza la propuesta de posibles trabajos futuros asociados a esta temática.

# Capítulo 2

## Generalidades

En este capítulo, se realiza una breve introducción de cada uno de los sistemas bajo análisis. Inicialmente, se describen los aspectos fundamentales del sistema de distribución de energía eléctrica; luego, se discuten algunos aspectos básicos del sistema de distribución de gas natural, y por último se describen las ventajas y desventajas del uso de generación distribuida a base de gas natural sobre el sistema de distribución eléctrico.

### 2.1. Sistema de distribución eléctrico

Los sistemas de distribución de energía se encargan de suministrar la energía eléctrica desde subestaciones conectadas al sistema de transmisión hasta los usuarios finales ubicados en áreas urbanas y rurales. De forma convencional, estos sistemas son construidos y operados con una característica radial, donde la potencia fluye únicamente desde una subestación hacia los usuarios finales, a través de los alimentadores primarios. Esta característica permite reducir sus costos de instalación y operación, sin embargo, se compromete la confiabilidad del mismo, ya que la ocurrencia de fallas en el sistema eléctrico lleva normalmente a la operación de elementos de protección, los cuales aíslan la zona en falla afectando la continuidad del suministro de energía eléctrica a los usuarios que son desconectados de la subestación principal.

Un sistema de distribución consta de los siguientes elementos:

#### 2.1.1. Subestación de distribución

Las subestaciones de distribución conectan las redes de distribución con el sistema de sub-transmisión. Cada subestación de distribución atiende uno o más alimentadores primarios. En la subestación, se realiza una transformación en el nivel de tensión a niveles de sistemas de distribución; adicionalmente, se pueden encontrar elementos de protección, como combinaciones de relés e interruptores, conectados en el lado de alta o baja de este transformador, o reconectores, los cuales se instalan al lado de baja tensión. Este transformador tiene la capacidad de mejorar la regulación de tensión del sistema mediante un cambiador de tomas bajo carga. Finalmente, la subestación presenta elementos de medición, con el propósito de realizar seguimiento a algunas variables de la subestación y los alimentadores de distribución asociados.

### 2.1.2. Alimentadores radiales

Como se mencionó previamente, desde la subestación se suplen los alimentadores radiales, en los cuales el flujo de potencia fluye por un único camino desde la subestación a cada cliente. Estos están compuestos por:

- Alimentador trifásico principal.
- Laterales, los cuales se desprenden del alimentador principal y que de acuerdo a las fases involucradas pueden ser trifásicos, bifásicos o monofásicos.
- Reguladores de tensión, los cuales se emplean para mejorar el perfil de tensión en alimentadores largos y fuertemente cargados.
- Bancos de capacitores, los cuales se instalan para mejorar el factor de potencia y el perfil de tensión a largo del alimentador.
- Transformadores de distribución, que se conectan a las redes primarias y que cambian el nivel de tensión a valores nominales de usuarios finales.
- Cargas o usuarios finales.

### 2.1.3. Cargas

Las cargas en una red eléctrica hacen referencia a los elementos que se conectan a la red y toman energía de esta para realizar alguna función específica [14]. De acuerdo a su clase, la carga se puede clasificar en residencial, comercial e industrial: esto depende principalmente de los usuarios que se conecten a la red, los cuales presentan un comportamiento característico en su consumo de energía que se representa mediante curvas de carga; la naturaleza de los dispositivos conectados también caracteriza las clases de usuarios, dado que usuarios residenciales emplean elementos principalmente resistivos para propósitos de iluminación y calefacción, mientras que usuarios industriales emplean principalmente cargas tipo motor de inducción.

La representación detallada de las cargas en un sistema eléctrico es un estudio complejo, debido a la cantidad de usuarios que existen en la red y a la diversidad de dispositivos conectados a esta. En este caso, los análisis en las redes de distribución de media tensión se simplifican cuando se agrupan diferentes usuarios y cargas a los transformadores de distribución. En el planeamiento de redes eléctricas de distribución, esta representación es suficiente, ya que no se requiere un modelado explícito de la red de baja tensión, quedando esta simplificada a inyecciones de potencia desde la red primaria.

## 2.2. Sistema de distribución de gas natural

Los sistemas de distribución de gas natural tienen la función de abastecer a los usuarios finales (residencial, comercial o industrial), garantizando un servicio continuo, económico y de calidad. Es por esto que deben ser diseñados para atender las máximas demandas en el sistema, garantizando los criterios técnicos mínimos establecidos por la regulación.

Igualmente, se debe tener en cuenta que la interconexión entre las redes de transmisión y distribución debe ser monitoreada rigurosamente, debido a que el gas puede perder presión o

puede tener fugas terminando en una falla del sistema. Es por esto que las redes de control normalmente se posicionan en este punto de interconexión para mantener controlada la presión, el volumen, la temperatura y otros aspectos físicos del producto, con el fin de evitar la mayor cantidad de inconvenientes que se puedan presentar en el sistema.

En general un sistema de distribución de gas natural se compone de:

### 2.2.1. City Gates o sub-estaciones de gas:

Es la instalación física en la cual se interconectan los sistemas de transporte de alta presión con los sistemas de distribución de media presión.

### 2.2.2. Red de gasoductos

Diferentes elementos tales como ductos, válvulas y elementos de almacenamiento de baja capacidad, que permiten distribuir el gas desde las citygates hasta los usuarios finales. Esta red se puede dividir en las siguientes clases:

- **Red de suministro principal** es la tubería que se encuentra entre el punto de interconexión o la red de transmisión y la red de distribución. Funciona entre las dos presiones de las redes y normalmente es la encargada de interconectar la red de transmisión con algún usuario industrial.
- **Alimentador principal:** es la tubería que se encuentra entre el suministro principal (a través del regulador) y la distribución principal.
- **Distribución principal:** es la tubería que se ramifica para llevar el gas a las áreas de consumo masivo.
- **Línea de servicio:** es una pequeña tubería que interconecta la distribución principal con los consumidores.
- **Línea de combustible:** es la tubería final que se presenta entre la línea de servicio y se dirige hasta su punto de uso.

### 2.2.3. Consumidores

Usuarios que utilizan el gas. Estos se clasifican usualmente como usuarios residenciales, comerciales e industriales, sin embargo con la inclusión de los GD-GN aparece otro tipo de usuario conocido como usuario termo-eléctrico.

## 2.3. Generación distribuida a base de gas natural

La generación distribuida es la producción de energía eléctrica a pequeña escala, la cual se ubica cerca a los centros de carga y que cuenta con la posibilidad de comprar o vender energía con el sistema interconectado u operar de forma aislada. El propósito de la generación distribuida

es proveer una fuente de potencia activa, y pese a no ser una fuente controlable que suministre potencia reactiva, la generación distribuida permite mejorar los perfiles de tensión del sistema, reduciendo las pérdidas técnicas del sistema. Cuando se planea una red de distribución y se ubican estas fuentes de forma adecuada, se puede evitar la sobrecapacidad instalada, reduciendo el dimensionamiento de las subestaciones y los conductores de los alimentadores. En cuanto a la operación de la red de distribución, la existencia de generadores distribuidos instalados en la red eléctrica permite mejorar la confiabilidad de esta, ya que ante interrupciones en el suministro de energía, los generadores distribuidos pueden suministrar la potencia demandada (o parte de esta) en zonas del sistema que se encuentran aisladas. Particularmente, el uso de gas natural presenta ventajas económicas y ambientales, puesto que es el que presenta menores emisiones comparado con otros combustibles fósiles.

El adecuado funcionamiento de los generadores distribuidos dependerá del planeamiento de las redes de gas. Si las redes de gas no se planean de forma adecuada, se puede comprometer el suministro constante de gas natural a los generadores distribuidos, lo que puede llevar a problemas de desabastecimiento en la red eléctrica si los generadores no cuentan con suficiente combustible para operar. Esta característica hace que exista una fuerte interdependencia entre los sistemas de electricidad y gas natural, la cual se incrementa con la alta penetración de plantas de ciclo combinado que emplean gas natural, generando una correlación entre los problemas de confiabilidad de la red de gas natural y la confiabilidad de la red eléctrica.

## Capítulo 3

# Metodología propuesta

En este capítulo se presenta la metodología desarrollada para determinar el impacto de la confiabilidad de la red de gas natural sobre la confiabilidad de la red eléctrica. Para esto, inicialmente se determina el índice a utilizar para medir la confiabilidad del sistema eléctrico. Luego se evalúa el nivel de confiabilidad del sistema eléctrico sin considerar la red de gas natural, para contar con un patrón de referencia. Posteriormente se realiza una adaptación del índice utilizado en el sistema eléctrico para incluir el efecto de la red de gas natural y se calcula un nuevo valor de dicho índice, el cual ahora incluye el efecto de la confiabilidad de la red de gas natural. Una vez se tienen los dos valores asociados al índice de confiabilidad considerando el efecto de los elementos de la red eléctrica y los elementos de la red de gas natural, se realiza una comparación entre estos para determinar qué tan relevante resulta ser la inclusión en el cálculo de la confiabilidad de la red de distribución eléctrica el efecto de la confiabilidad de la red de distribución de gas natural cuando se cuenta con una alta penetración de generación distribuida a base de gas natural.

### 3.1. Índices de confiabilidad

La confiabilidad de un sistema se refiere a la habilidad o capacidad que este posee para garantizar la continuidad del servicio ante la posibilidad de ocurrencia de fallas en su interior. Esta es considerada una característica cualitativa, por lo cual se requiere de índices que permitan su cuantificación adecuadamente.

Para esto se han propuesto múltiples índices que cuantifican diferentes aspectos asociados a la confiabilidad, dentro de los que se destacan los índices SAIDI, SAIFI, CAIDI y NSEL entre otros [15], [13].

- SAIFI: Índice de frecuencia promedio de interrupción del sistema (*System Average Interruption Frequency Index*)

El índice de frecuencia promedio de interrupción del sistema indica qué tan frecuente un cliente promedio experimenta una interrupción sostenida sobre un periodo de tiempo predefinido. Matemáticamente, se expresa como se presenta en (3.1):

$$SAIFI = \frac{\sum \text{Número total de clientes interrumpidos}}{\text{Número total de clientes servidos}} \quad (3.1)$$

- SAIDI: Índice de duración promedio de interrupción del sistema (*System Average Interruption Duration Index*)

El índice de frecuencia promedio de interrupción del sistema indica la duración total de interrupciones del usuario promedio durante un periodo de tiempo predefinido. Matemáticamente, está dado por (3.2):

$$SAIDI = \frac{\sum \text{Tiempo de interrupción al cliente}}{\text{Número total de clientes servidos}} \quad (3.2)$$

- CAIDI: Índice de duración promedio de interrupción al cliente (*Customer Average Interruption Duration Index*)

El índice de duración promedio de interrupción al cliente representa el tiempo promedio requerido para restablecer el servicio. Se calcula como (3.3):

$$CAIDI = \frac{\sum \text{Tiempo de interrupción al cliente}}{\text{Número total de clientes interrumpidos}} \quad (3.3)$$

- NSEL: Nivel de energía no servida (*Non-served energy level*)

Este indicador representa la energía total que no es suministrada por el sistema. Se calcula según (3.4):

$$NSEL^E = T * \sum_L \lambda_L^E \times r_L^E \times Long_L^E \times \sum_i P_{i,L}^E \quad (3.4)$$

donde:

$NSEL^E$  Índice de confiabilidad del sistema eléctrico ante contingencias de la red eléctrica [ $MW-h$ ].

$T$  Tiempo de estudio [*años*].

$\lambda_L^E$  Tasa de fallos del tramo  $L$  de la red eléctrica [*falla/(año - km)*].

$r_L^E$  Tiempo de reparación para una falla en el tramo  $L$  [*h/falla*].

$Long_L^E$  Longitud de tramo  $L$  de la red eléctrica [*km*].

$P_{i,L}^E$  Potencia no servida en el nodo eléctrico  $i$  ante una contingencia en el tramo de red eléctrico  $L$  [ $MW$ ].

Como se puede observar los índices SAIFI, SAIDI y CAIDI, son índices que miden la confiabilidad del sistema desde diferentes aspectos, sin embargo estos índices requieren de elementos de medida que permitan cuantificar los tiempos de interrupción y la cantidad de usuarios no atendidos. Para efectos del objetivo de este trabajo, no es conveniente utilizar este tipo de índices ya que se pretende hacer una adaptación del índice que permita involucrar la información del

sistema de gas, y es posible que las redes de gas no cuenten con elementos de medida que permitan saber los tiempos de interrupción y la cantidad de usuarios eléctricos ante la falla de un elemento de la red de gas, por lo que se requiere de un índice que permita cuantificar la confiabilidad utilizando información de cada elemento de la red. Por esto el índice NSEL resulta ideal, pues da información similar a los índices SAIFI, SAIDI y CAIDI pero no depende de mediciones directas sino de cálculos basados en información individual de cada dispositivo del sistema.

### 3.2. Evaluación del nivel de confiabilidad del sistema eléctrico considerando contingencias $n - 1$ en la red eléctrica

Como se mencionó previamente, se requiere de un patrón de comparación para determinar qué tan relevante es el efecto de la red de gas natural sobre la confiabilidad de la red eléctrica. Para esto se calcula el índice NSEL para el sistema eléctrico utilizando el criterio de contingencias  $n - 1$ , con el procedimiento descrito en el diagrama de flujo de la figura 3.1.

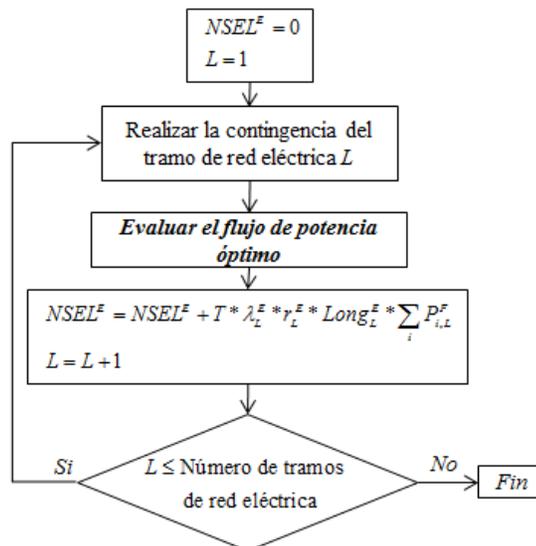


Figura 3.1: Cálculo del índice NSEL en función de los parámetros del sistema eléctrico

Como se puede observar en la figura 3.1, el cálculo del índice NSEL requiere de un proceso iterativo en el cual para cada contingencia se evalúa un flujo de potencia óptimo. Esto se debe a que se requiere determinar el despacho de cada uno de los recursos de generación embebidos en la red de distribución, incluidas las subestaciones.

El flujo de potencia óptimo es una formulación matemática que permite obtener un estado operativo para el sistema, mediante la optimización de una función objetivo que está sujeta a un conjunto de restricciones. Usualmente, la función objetivo busca minimizar las pérdidas técnicas del sistema y/o el costo de la generación del sistema, y las restricciones corresponden a características técnicas y operativas del sistema bajo estudio (balance de potencia, límites de generación de potencia activa y reactiva, límites máximos y mínimos de tensión en la barras,

entre otras). En este caso, el objetivo es determinar el mínimo valor de potencia no suministrada ante la contingencia de la línea o tramo de red  $L$ . Para esto se utilizó el *toolbox* Matpower [16], el cual contiene un módulo de optimización que minimiza la función de costo (3.5):

$$\text{Minimizar } FO = \sum_{i=1}^N (a_i P_{G_i}^2 + b_i P_{G_i} + c_i) \quad (3.5)$$

donde los coeficientes  $a_i, b_i, c_i$  determinan los costos de generar la potencia  $P_{G_i}$ .

Para cuantificar la potencia no suministrada se creó un conjunto de generadores ficticios, uno para cada nodo de carga, como se muestra en la figura 3.2. La capacidad máxima de generación de cada generador ficticio es igual a la demanda en el nodo al que se conecta, estos generadores se penalizan en la función objetivo con coeficientes  $a_i, b_i$  y  $c_i$  altos (determinados experimentalmente), mientras que la potencia inyectada por los generadores distribuidos y las sub-estaciones eléctricas no se penalizan en la función objetivo, es decir ingresan con coeficientes  $a_i, b_i$  y  $c_i$  iguales a cero.

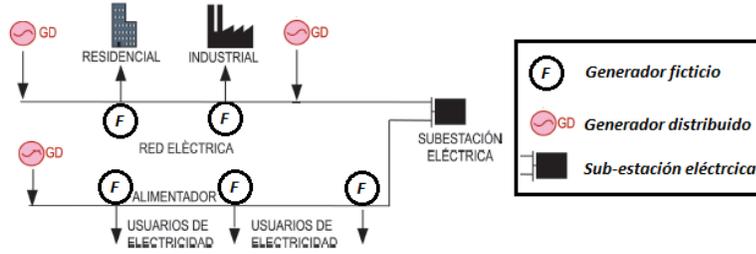


Figura 3.2: Representación del sistema de distribución eléctrico para el cálculo de la potencia no suministrada

Lo anterior garantiza que toda la demanda sea atendida mediante los GD y las subestaciones, a menos que se presenten restricciones insalvables que requieran de racionamiento, en cuyo caso los generadores ficticios serían utilizados. Es por esto que el valor de la FO al finalizar el proceso de optimización corresponde al valor de la potencia no suministrada.

### 3.3. Evaluación del nivel de confiabilidad del sistema eléctrico considerando contingencias $n - 1$ en la red de gas natural

Como se mencionó en el capítulo 1, la alta penetración de generación distribuida a base de gas natural causa una alta interdependencia entre ambos sistemas, ocasionando que características como la confiabilidad se vean afectadas. Para cuantificar el efecto de dicha interdependencia se propone una adaptación del índice NSEL, la cual se presenta en (3.6).

$$NSEL^G = T * \sum_P \lambda_P^G \times r_P^G \times Long_P^G \times \sum_i P_{i,P}^F \quad (3.6)$$

donde:

$NSEL^G$  Índice de confiabilidad del sistema eléctrico ante contingencias de la red de gas natural [MW - h].

$T$  Tiempo de estudio [años].

$\lambda_P^G$  Tasa de fallos del ducto  $P$  [falla/(km - año)].

$r_P^G$  Tiempo de reparación para una falla en el ducto  $P$  [h/falla].

$Long_P^G$  Longitud del ducto  $P$  [km].

$P_{i,P}^G$  Potencia no servida en el nodo eléctrico  $i$  ante una contingencia en el ducto  $P$  [MW].

En la figura 3.3 se muestra el diagrama de flujo que describe la metodología para evaluar el índice de confiabilidad de la red eléctrica en función de la confiabilidad de los elementos de la red de gas natural.

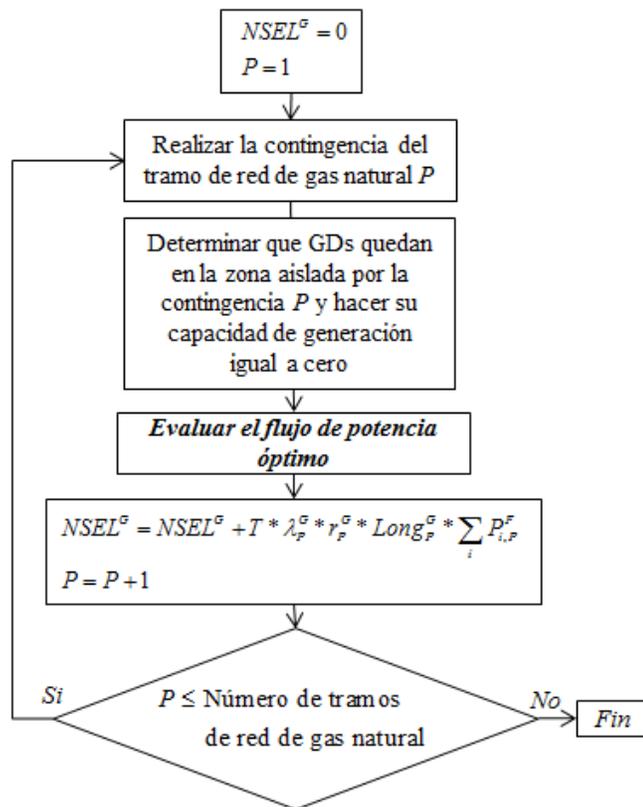


Figura 3.3: Cálculo del índice NSEL en función de los parámetros del sistema de gas natural

### 3.4. Cálculo del porcentaje de impacto de la confiabilidad de la red de gas natural sobre la confiabilidad de la red eléctrica

Para determinar el impacto de la confiabilidad de la red de gas natural sobre la confiabilidad de la red eléctrica se propone utilizar la expresión mostrada en la ecuación (3.7). Note que dependiendo del rango en el que se encuentre este porcentaje, se puede concluir si el impacto es significativo o no.

$$Impacto = \frac{NSEL^G}{NSEL^E} \times 100\% \quad (3.7)$$

Es importante resaltar que el impacto de la red de gas es altamente dependiente de los valores de las tasas de fallo y los tiempos de reparación de la red de gas natural, por lo que se propone hacer un barrido para valores típicos de estos parámetros, con la intención de establecer rangos en los cuales se pueda determinar la importancia de considerar el análisis de confiabilidad integrado.



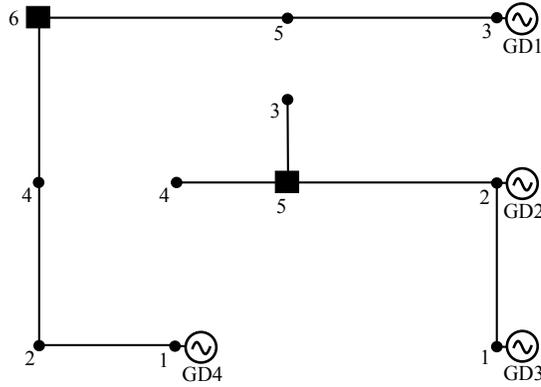


Figura 4.2: Sistema de prueba ilustrativo

Datos de confiabilidad eléctrica	
$\lambda^E [falla/(año - km)]$	0,4118
$r_L^E [h/falla]$	3,8656

Tabla 4.1: Tasa de fallo y tiempo de reparación promedio de la red eléctrica

Para este sistema, la energía no suministrada total ante contingencias en la red eléctrica, calculada siguiendo el procedimiento ilustrado en la figura 3.1, es 88467 kW-h.

La tasa de fallas y tiempo de reparación para red de distribución de gas natural son asumidos en un intervalo de valores aceptables, ya que estos valores no están reportados en la literatura, y se presentan en la tabla 4.1.

Datos de confiabilidad eléctrica	
$\lambda_P^G [falla/(año - km)]$	0 - 0,3
$r_P^G [h/falla]$	0 - 68

Tabla 4.2: Tasa de falla y tiempo de reparación promedio de la red de gas natural

Como se explicó previamente, las contingencias en ductos en la red de gas natural puede llevar a que algunos GDs no tengan suministro de gas natural para su funcionamiento. La tabla 4.1 muestra la matriz de indisponibilidad de los generadores distribuidos y la potencia no suministrada del sistema de distribución eléctrico a partir de los fallos de ductos en la red de distribución de gas natural.

La energía no suministrada en la red eléctrica debido a contingencias en la red de gas natural se determina según el esquema de la figura 3.2. En la figura 4.3 se muestra el indicador de impacto por energía no suministrada, considerando diferentes tasas de fallo y tiempos de reparación en la red de gas natural.

#Contingencia	N envío	N recibo	Status				Potencia no servida [MW]
			GD1	GD2	GD3	GD4	
1	1	2	0	0	0	1	9840
2	2	5	1	1	1	1	0
3	2	4	1	1	1	1	0
4	2	3	1	0	0	1	5240
5	3	9	1	1	0	1	1600
6	10	6	1	1	1	1	0
7	10	8	1	1	1	0	4850
8	8	7	1	1	1	1	0

Tabla 4.3: Matriz de indisponibilidad de los generadores distribuidos

En este caso, la salida de los ductos 2, 3, 6 y 8 no generan salida de GDs del sistema eléctrico.

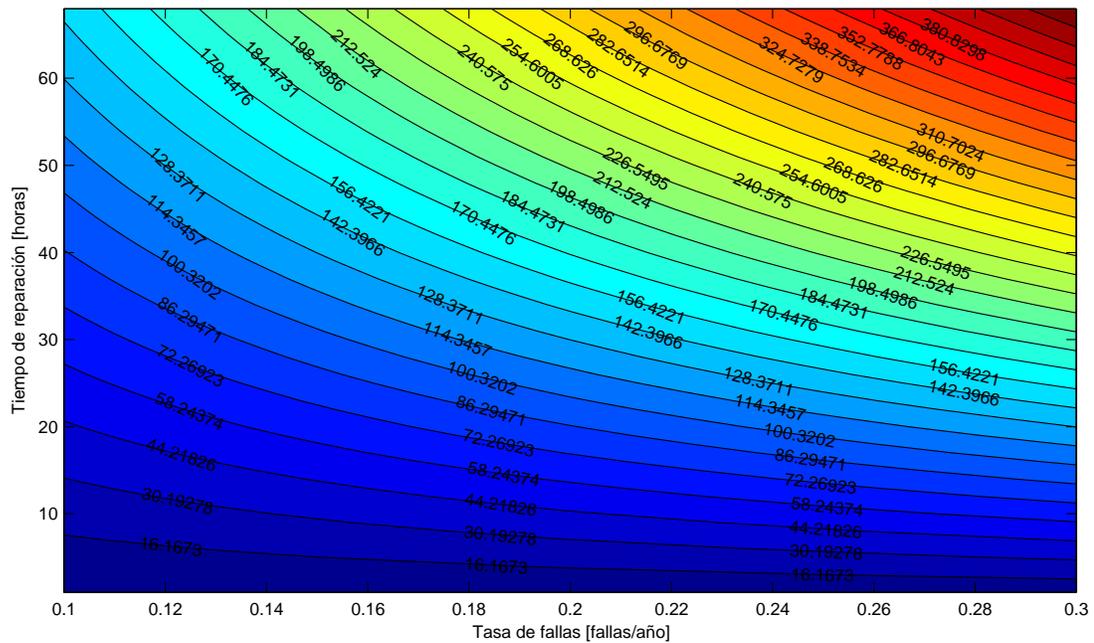


Figura 4.3: Impacto de la confiabilidad de la red de gas natural sobre la confiabilidad de la red eléctrica para el sistema de prueba 1

Las curvas de nivel representan diferentes valores del indicador de impacto. Se observa que para tasas de fallo bajas, el indicador presenta un valor bajo, indicando un bajo impacto de

la red de gas en la red eléctrica. Por su parte, en la medida que esta incrementa, junto con el tiempo de reparación, se evidencia un mayor impacto.

## 4.2. Sistema de prueba 2

El sistema de prueba se toma de [4] y se muestra en la figura 4.4. Está compuesto por un sistema de distribución eléctrico y un sistema de distribución de gas natural que operan de manera conjunta, interrelacionados por los generadores distribuidos. La red de distribución eléctrica es radial, con un nivel de tensión de 29 kV; cuenta con 54 nodos, 49 secciones de red con 4 tipos de alimentadores asociadas a diferentes calibres, así como 3 tipos de SE que se asocian a diferentes capacidades. Cuenta adicionalmente con dos tipos de generadores distribuidos con diferentes capacidades, que operan en función de las dos redes asociadas. Tanto para GD como para SE, se asume un factor de potencia constante típico en sistemas de distribución de 0.85 en atraso. Por otra parte, la red de distribución de gas natural cuenta con 48 tramos de ductos, 50 nodos y 2 *city gates*.

La red de distribución de gas está compuesta por 50 nodos, 2 *city gates* en los nodos 26 y 31, además de 5 GDs ubicados en los nodos 3, 15, 30, 41 y 50. Los datos correspondientes a valores técnicos y parámetros para los ductos, *city gate* y GDs se muestran en el apéndice A.

Para el sistema de la Figura 4.4, al aplicar la metodología descrita en el diagrama de la figura 3.1, se obtuvo que el índice NSEL para las contingencias en la red eléctrica es  $NSEL^E = 804448,28$  kW-h/año. Al realizar la evaluación del factor de impacto de la red de gas natural, se obtiene el resultado mostrado en la Figura 4.5.

A partir del resultado que se presenta en la Figura 4.5, se puede observar que si las tasas de fallo y los tiempos de reparación de la red de gas natural son bajas, el impacto de la red de gas natural en la red eléctrica no es significativo. Suponga por ejemplo, para un tiempo de reparación de 10 horas y una tasa de fallas de 0,15 fallas/año, se tiene un porcentaje de impacto en de 12 %; esto permite observar que el indicador de energía no suministrada por contingencias en la red de gas natural es bajo comparado con el indicador de energía no suministrada por contingencias en la red eléctrica, por lo que la confiabilidad de la red de gas natural no tiene efecto considerable en el estudio de la red eléctrica. En el caso contrario, suponga un tiempo de reparación de 60 horas y una tasa de fallas de 0,25 fallas/año; en este escenario, los problemas de confiabilidad en la red de gas natural impactan de manera negativa en la red eléctrica, en cuyo caso el indicador de energía no suministrada es 125 % del indicador para las contingencias de la red eléctrica. El impacto en este caso es muy alto, haciendo que la operación de la red eléctrica sea poco confiable, ya que los generadores distribuidos no pueden operar de forma continua por la discontinuidad en su suministro de gas.

Sin embargo, es importante tener presente que si la red de gas natural es altamente confiable, los generadores distribuidos estarán operando de forma continua, y el planeamiento de la red eléctrica se puede realizar considerando estas fuentes como generación firme, reduciendo los costos asociados a una elevada capacidad de la subestación y de los conductores requeridos para el tendido de la red. Por otra parte, si la red de gas natural presenta una baja confiabilidad, será necesario dimensionar los elementos de la red eléctrica para que soporten los requerimientos totales de la demanda, dado que no se cuenta con generación constante de los generadores

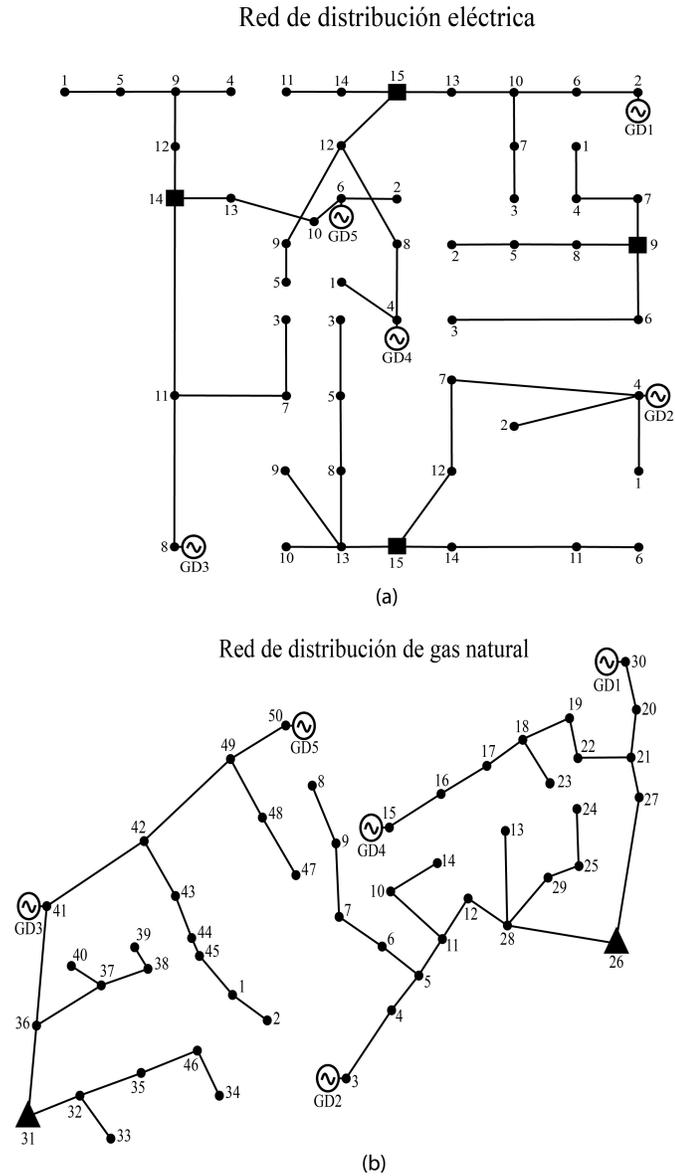


Figura 4.4: Sistema de prueba 2

distribuidos, lo que finalmente eleva los costos de inversión de la red eléctrica.

Para este sistema, el impacto de la red de gas natural es bajo para tasas de fallas entre 0,1 y 0,3 fallas/año y tiempos de reparación hasta 10 horas es muy bajo, mientras que tasas de falla entre 0,25 y 0,3 fallas/año y tiempos de reparación mayores a 50 horas, el impacto es considerable.

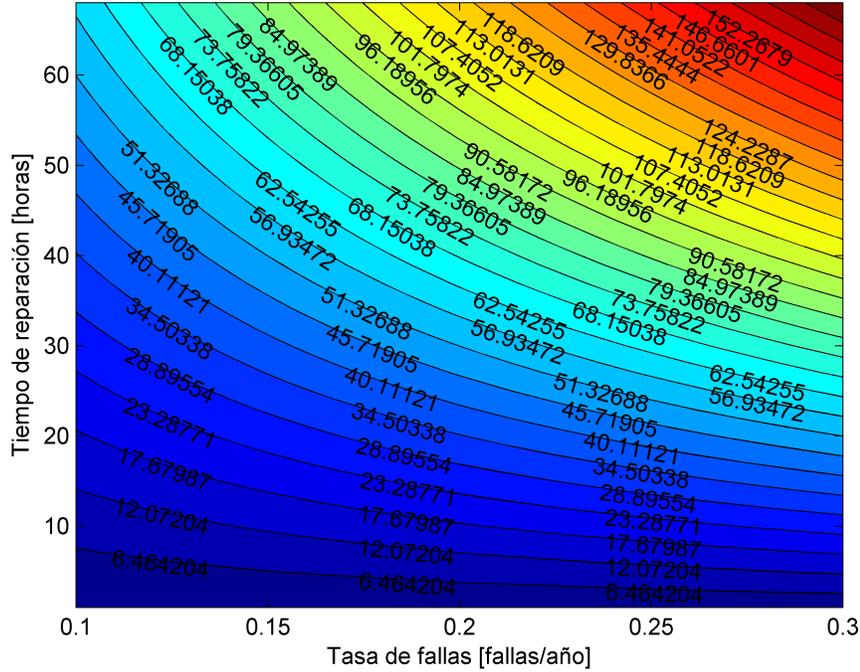


Figura 4.5: Impacto de la red de gas en la red eléctrica para el sistema 2

### 4.3. Sistema de prueba 3

El sistema de prueba 3 se muestra en la figura 4.6. Este sistema es una adaptación de un sistema real de distribución de un operador de red en Colombia. Dicho sistema está compuesto por un conjunto de 75 nodos, 74 secciones de red con 4 tipos de alimentadores diferentes correspondientes a distintos calibres, así como 5 generadores distribuidos.

La red de distribución eléctrica cuenta con una configuración radial con un nivel de tensión de 13,2 kV y un límite de tensión permitido de 0.95 y 1.05 en por unidad (pu). Los datos correspondientes a demandas nodales, valores técnicos y parámetros para elementos como líneas, SE y GD se muestra en el apéndice A.

Por otra parte, la red de distribución de gas está compuesta por 56 nodos, 55 tramos de ductos, 1 *city gate* en el nodo 1, además de 5 GDs ubicados en los nodos 10, 21, 34, 44 y 54. Los datos correspondientes a valores técnicos y parámetros para los ductos, *city gate* y GDs se muestran en el apéndice 2.

Para este sistema, luego de analizar todas las contingencias en la red eléctrica, se obtiene que la energía total no suministrada es  $NSEL^E = 12240,08$  kW-h/año, aplicando el esquema de la figura 3.1. Al realizar el cálculo del impacto de las contingencias de la red de gas

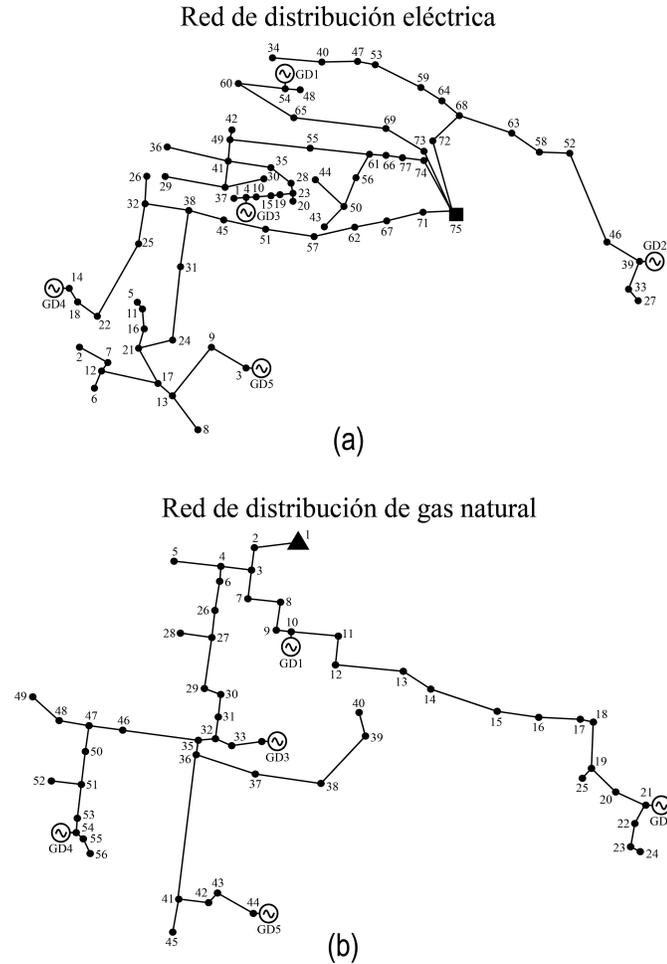


Figura 4.6: Sistema de prueba 2

natural en la confiabilidad de la red eléctrica, considerando las posibles tasas de fallas y tiempos de reparación de la red de gas natural, se obtiene el resultado que se muestra en la figura 4.7.

En este sistema, la evolución del impacto de la red de gas natural en la red eléctrica tiene un comportamiento similar al observado para el sistema anterior, donde se identifican zonas de bajo y alto impacto de la red de gas natural en la red eléctrica.

Sin embargo, para este sistema, con tasas de falla y tiempos de reparación bajos, presenta valores considerables del indicador de impacto, por lo que a diferencia del sistema anterior, el efecto de la red de gas natural no es despreciable para estos parámetros de confiabilidad de la red de gas natural; de esta forma, se puede analizar que el impacto de la red de gas natural no depende únicamente de las tasas de fallas o los tiempos de reparación, sino que también se hace dependiente de las topologías de las dos redes y la ubicación de generadores distribuidos

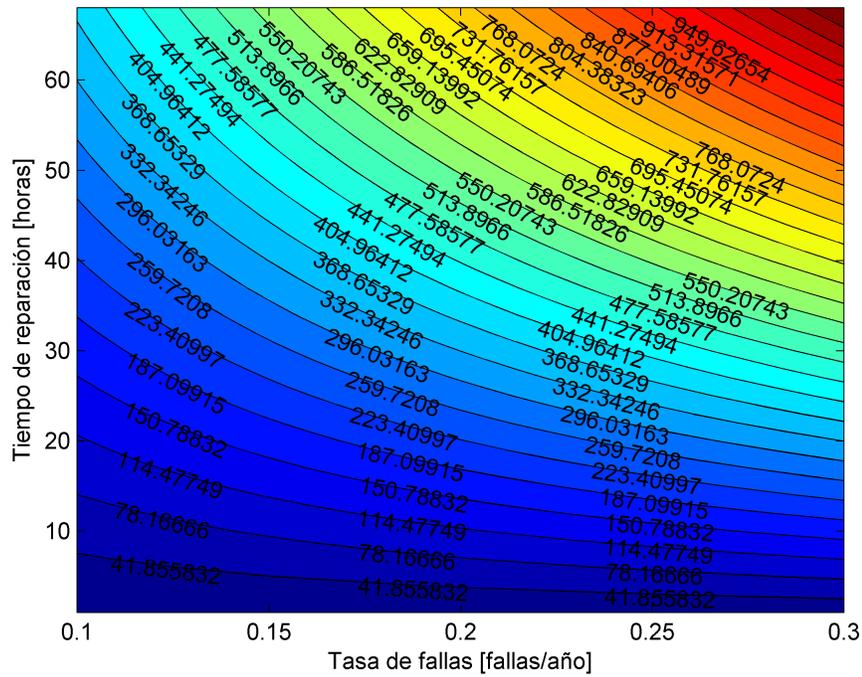


Figura 4.7: Impacto de la red de gas en la red eléctrica para el sistema 3

y cargas en la red eléctrica. Se observa adicionalmente que para tasas de falla entre 0,1 y 0,3 fallas/año y tiempos de reparación mayores a 20 horas, el impacto es considerable.

## Capítulo 5

# Conclusiones y trabajos futuros

### 5.1. Conclusiones generales

En la actualidad existe una tendencia a nivel mundial al uso de tecnologías de generación distribuida en las redes de distribución, con el propósito de mejorar la operación de estos sistemas. Los generadores distribuidos que operan con gas natural se imponen como una tecnología que no está expuesta a una variabilidad permanente en su recurso primario, ofreciendo un recurso de bajo impacto ambiental y energía firme para la operación de las redes eléctricas. Con el propósito de garantizar la operación adecuada de estos generadores en la red eléctrica, en este trabajo se desarrolló una metodología que permite cuantificar el impacto de la confiabilidad del sistema de gas natural sobre la confiabilidad del sistema eléctrico. El impacto se mide mediante una relación entre la energía no suministrada por contingencias en la red de gas natural con la energía no suministrada por las contingencias en la red eléctrica, donde se consideran posibles valores para tasas de fallas y tiempos de reparación de la red de gas natural.

Los resultados obtenidos permiten observar el efecto que tienen las redes de gas natural para diferentes estudios sobre la red eléctrica, como por ejemplo, la planeación de los sistemas de distribución. Si se cuenta con redes de gas natural altamente confiables (tasas de fallas y tiempos de reparación bajas), el impacto de la red de gas natural es bajo, por lo que no se requiere considerar su efecto en el planeamiento de la red eléctrica. Es importante tener en cuenta que la inversión para tener redes de gas natural confiables puede ser considerablemente elevada, sin embargo, esto puede llevar al diseño de redes eléctricas mejor dimensionadas, teniendo que los generadores distribuidos reducen la cargabilidad de la subestación y los conductores de la red.

Por otra parte, si la red de gas natural presenta una baja confiabilidad, los generadores distribuidos no contribuyen a la mejora de la confiabilidad de la red eléctrica, dado que la ocurrencia de fallas en ductos llevaría a frecuentes discontinuidades en el suministro de energía eléctrica a la red eléctrica.

Ante el primer escenario, una red de gas natural confiable permite un funcionamiento continuo de la red eléctrica, dado que se cuenta con fuentes de generación firmes, las cuales tendrán un impacto positivo cuando se realice la planeación de estos sistemas, dado que no se requiere que el dimensionamiento de las subestaciones y los conductores que se empleen sea muy elevado.

Por el contrario, en el segundo caso, como no se cuenta con generadores distribuidos que operen de forma confiable, la red debe dimensionarse para que la subestación y conductores soporten la carga completa. Esto permite evidenciar que, en ambos casos, la operación de la red de gas natural define condiciones para el adecuado planeamiento y operación de la red.

## 5.2. Trabajos futuros

Dentro de los trabajos futuros que surgen de este proyecto, se recomienda:

- Realizar un estudio para determinar las tasas de fallas y tiempos de reparación en las redes de gas natural, puesto que, como se evidenció en este estudio, estos valores definen la necesidad de incluir o no la red de gas natural en el planeamiento de redes de distribución de energía eléctrica.
- Desarrollar una metodología de planeamiento que incorpore criterios de confiabilidad de ambas redes, para determinar la mejor configuración de manera integrada.

# Bibliografía

- [1] C. Saldarriaga, R. Hincapie, and H. Salazar, “A holistic approach for planning natural gas and electricity distribution networks,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 28, no. 4, pp. 4052–4063, November 2013.
- [2] J. Greatbanks, D. Popovic, M. Begovic, A. Pregelj, and T. Green, “On optimization for security and reliability of power systems with distributed generation,” in *Power Tech Conference Proceedings, 2003 IEEE Bologna*, vol. 1, June 2003, pp. 8 pp. Vol.1–.
- [3] A. Chowdhury, S. Agarwal, and D. Koval, “Reliability modeling of distributed generation in conventional distribution systems planning and analysis,” *Industry Applications, IEEE Transactions on*, vol. 39, no. 5, pp. 1493–1498, Sept 2003.
- [4] I. Ziari, G. Ledwich, A. Ghosh, and G. Platt, “Integrated distribution systems planning to improve reliability under load growth,” *Power Delivery, IEEE Transactions on*, vol. 27, no. 2, pp. 757–765, April 2012.
- [5] A. Mantway and M. Al-Muhaini, “Multi-objective bps algorithm for distribution system expansion planning including distributed generation,” in *Transmission and Distribution Conference and Exposition, 2008. IEEE/PES*, April 2008, pp. 1–8.
- [6] M. Samper and R. Reta, “Regulatory analysis of distributed generation installed by distribution utilities,” *IEEE Latin America Transactions (Revista IEEE America Latina)*, vol. 13, no. 3, pp. 665–672, March 2015.
- [7] A. Neto, M. da Silva, and A. Rodrigues, “Impact of distributed generation on reliability evaluation of radial distribution systems under network constraints,” in *International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems, PMAPS 2006*, June 2006, pp. 1–6.
- [8] C. Saldarriaga, “Modelos de optimización para la integración de los sectores de electricidad y gas natural,” Ph.D. dissertation, Universidad Tecnológica de Pereira, 2013.
- [9] M. Shahidehpour, Y. Fu, and T. Wiedman, “Impact of natural gas infrastructure on electric power systems,” in *Proceedings of the IEEE*, vol. 93, no. 5, May 2005, pp. 1042–1056.
- [10] J. Munoz, N. Jimenez-Redondo, J. Perez-Ruiz, and J. Barquin, “Natural gas network modeling for power systems reliability studies,” in *IEEE Bologna Power Tech Conference Proceedings*, vol. 4, June 2003, pp. 1–6.

- [11] T. Diagoupis, E. Dialynas, and L. Daoutis, “Impact of distributed generation on reliability evaluation of radial distribution systems under network constraints,” in *Proceedings of 8th Mediterranean Conference on Power Generation, Transmission, Distribution and Energy Conversion (MEDPOWER 2012)*, october 2012, pp. 1–7.
- [12] A. Helseth and A. T. Holen, “Reliability modeling of gas and electric power distribution systems: similarities and difference,” in *International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems, PMAAPS 2006*, june 2006, pp. 1–5.
- [13] R. Billinton and R. Allan, *Reliability evaluation of power systems*. Pitman Advanced Publishing Program, 1984. [Online]. Available: <https://books.google.com.co/books?id=SNBsAAAAIAAJ>
- [14] “Load representation for dynamic performance analysis [of power systems],” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 8, no. 2, pp. 472–482, May 1993.
- [15] “Ieee guide for electric power distribution reliability indices,” *IEEE Std 1366-2012 (Revision of IEEE Std 1366-2003)*, pp. 1–43, May 2012.
- [16] R. Zimmerman, C. Murillo-Sanchez, and R. Thomas, “Matpower: Steady-state operations, planning, and analysis tools for power systems research and education,” *Power Systems, IEEE Transactions on*, vol. 26, no. 1, pp. 12–19, Feb 2011.

# Apéndice A

## Sistemas de prueba

### A.1. Datos sistema de prueba 1

Valores técnicos del sistema

Vbase [kV]	28
Vmax [pu]	1,05
Vmin [pu]	0,95
Sbase [MVA]	10
Periodo de evaluacion T [Años]	1

Tabla A.1: Valores técnicos sistema de prueba 1

Valores técnicos subestaciones

Nodo	tipo	Capacidad (VA)	P[W]	Q[VAr]
22	2	23529411,76	20000000	12394886,77
23	1	17647058,82	15000000	9296165,076
53	1	17647058,82	15000000	9296165,076
54	3	29411764,71	25000000	15493608,46

Tabla A.2: Datos subestaciones sistema de prueba 1

**Datos generadores distribuidos**

Nodo Electrico	Nodo Gas	Numeracion	Tipo	CAPACIDAD [W]	S[VA]	Q[VAR]
6	30	1	2	5500000	6470588,235	3408593,86
18	3	2	2	5500000	6470588,235	3408593,86
36	41	3	1	3250000	3823529,412	2014169,1
45	15	4	1	3250000	3823529,412	3408593,86
31	50	5	2	5500000	6470588,235	3408593,86

Tabla A.3: Datos GDs sistema de prueba 1

**Demandas de potencia nodal del sistema**

Nodo	S (VA)	P (W)	Q (VAR)
1	4.063.929	3.939.000	999.900
2	1.375.000	1.100.000	825.000
3	530.250	424.200	318.150
4	1.664.332	1.400.000	900.000
5	2.525.000	2.020.000	1.515.000
6	795.375	636.300	477.225
7	267.750	214.200	160.650
8	1.893.750	1.515.000	1.136.250
9	2.398.750	1.919.000	1.439.250
10	2.061.553	2.000.000	500.000
11	265.125	212.100	159.075
12	1.262.500	1.010.000	757.500
13	1.125.000	900.000	675.000
14	1.020.000	816.000	612.000
15	1.262.500	1.010.000	757.500
16	1.641.250	1.313.000	984.750
17	2.295.000	1.836.000	1.377.000
18	4.546.122	4.545.000	101.000
19	831.517	730.250	397.688
20	500.000	400.000	300.000
21	265.125	212.100	159.075

Continua en la página siguiente.

<b>Nodo</b>	<b>S (VA)</b>	<b>P (W)</b>	<b>Q (VAr)</b>
22	0	0	0
23	0	0	0
24	1.250.000	1.000.000	750.000
25	2.250.000	1.800.000	1.350.000
26	2.500.000	2.000.000	1.500.000
27	3.092.329	3.000.000	750.000
28	1.250.000	1.000.000	750.000
29	1.250.000	1.000.000	750.000
30	1.588.238	1.400.000	750.000
31	1.250.000	1.000.000	750.000
32	6.542.201	6.480.000	900.000
33	1.720.465	1.400.000	1.000.000
34	0	0	0
35	1.000.000	800.000	600.000
36	4.295.346	4.200.000	900.000
37	7.615.773	7.000.000	3.000.000
38	2.012.461	1.800.000	900.000
39	7.017.834	7.000.000	500.000
40	2.250.000	1.800.000	1.350.000
41	5.614.268	5.600.000	400.000
42	500.000	400.000	300.000
43	3.354.102	3.000.000	1.500.000
44	3.080.584	3.000.000	700.000
45	1.886.796	1.600.000	1.000.000
46	2.500.000	2.000.000	1.500.000
47	750.000	600.000	450.000
48	0	0	0
49	1.250.000	1.000.000	750.000
50	1.250.000	1.000.000	750.000
51	0	0	0
52	1.250.000	1.000.000	750.000
53	0	0	0
54	0	0	0

Tabla A.4: Demandas de potencia nodal del sistema de prueba 1

## Datos líneas eléctricas

#elemento	nodo envio	nodo recibo	Tipo	Longitud	R (Ohm)	X (Ohm)
1	22	1	2	2,810	0,51338700	0,35406000
2	22	3	2	2,180	0,39828600	0,27468000
3	3	4	2	3,120	0,57002400	0,39312000
4	4	7	1	2,500	0,91375000	0,63000000
5	4	5	1	3,120	1,14036000	0,78624000
6	5	6	1	2,500	0,91375000	0,63000000
7	1	9	1	3,430	1,25366500	0,86436000
8	23	14	1	3,750	1,37062500	0,94500000
9	23	11	4	2,810	0,27144600	0,32034000
10	11	12	1	3,120	1,14036000	0,78624000
11	14	21	1	3,120	1,14036000	0,78624000
12	15	16	1	2,810	1,02705500	0,70812000
13	7	8	1	3,120	1,14036000	0,78624000
14	16	18	1	3,750	1,37062500	0,94500000
15	21	20	1	2,180	0,79679000	0,54936000
16	2	10	2	5,200	0,95004000	0,65520000
17	2	17	4	6,500	0,62790000	0,74100000
18	22	2	1	4,500	1,64475000	1,13400000
19	11	13	1	3,500	1,27925000	0,88200000
20	23	15	1	3,600	1,31580000	0,90720000
21	18	19	1	2,500	0,91375000	0,63000000
22	11	50	1	2,500	0,91375000	0,63000000
23	18	52	1	3,120	1,14036000	0,78624000
24	25	24	1	4,060	1,48393000	1,02312000
25	25	26	1	2,500	0,91375000	0,63000000
26	28	25	4	3,120	0,30139200	0,35568000
27	26	27	1	3,120	1,14036000	0,78624000
28	29	30	1	3,430	1,25366500	0,86436000
29	30	31	1	2,810	1,02705500	0,70812000
30	31	32	3	2,180	0,31828000	0,26879400
31	34	33	1	3,430	1,25366500	0,86436000

Continúa en la página siguiente.

#elemento	nodo envio	nodo recibo	Tipo	Longitud	R (Ohm)	X (Ohm)
32	35	34	1	3,120	1,14036000	0,78624000
33	37	36	1	3,120	1,14036000	0,78624000
34	37	48	1	4,060	1,48393000	1,02312000
35	10	38	1	3,120	1,14036000	0,78624000
36	41	40	1	2,180	0,79679000	0,54936000
37	42	41	3	2,180	0,31828000	0,26879400
38	45	39	3	4,060	0,59276000	0,50059800
39	17	45	1	2,810	1,02705500	0,70812000
40	47	46	1	2,500	0,91375000	0,63000000
41	48	43	1	2,500	0,91375000	0,63000000
42	49	44	1	3,120	1,14036000	0,78624000
43	50	49	1	2,180	0,79679000	0,54936000
44	53	42	4	2,500	0,24150000	0,28500000
45	53	35	1	3,120	1,14036000	0,78624000
46	53	47	1	3,120	1,14036000	0,78624000
47	54	28	4	2,500	0,24150000	0,28500000
48	54	29	1	3,750	1,37062500	0,94500000
49	54	37	4	2,810	0,27144600	0,32034000

Tabla A.5: Datos líneas sistema de prueba 1

## Datos ductos de gas

#elemento	Nodo envio	Nodo recibo	Longitud [km]	TASA FALLAS [Fallas/(año-km)]	Tiempo de Reparación [horas]
1	4	3	1,045	5,95	48
2	5	4	0,575	5,95	48
3	11	5	0,568	5,95	48
4	12	11	0,626	5,95	48
5	21	20	0,613	5,95	48
6	27	21	0,515	5,95	48
7	26	27	1,877	5,95	48
8	28	12	0,643	5,95	48
9	26	28	1,955	5,95	48

Continúa en la página siguiente.

#elemento	Nodo envio	Nodo recibo	Longitud [km]	TASA FALLAS [Fallas/(año-km)]	Tiempo de Reparación [horas]
10	20	30	0,674	5,95	48
11	21	22	0,724	5,95	48
12	29	25	0,449	5,95	48
13	28	29	0,827	5,95	48
14	1	2	0,576	5,95	48
15	5	6	0,622	5,95	48
16	6	7	0,704	5,95	48
17	9	8	0,804	5,95	48
18	11	10	0,938	5,95	48
19	10	14	0,730	5,95	48
20	18	23	0,766	5,95	48
21	16	15	0,813	5,95	48
22	18	17	0,592	5,95	48
23	19	18	0,692	5,95	48
24	22	19	0,515	5,95	48
25	25	24	0,724	5,95	48
26	7	9	0,900	5,95	48
27	28	13	0,800	5,95	48
28	17	16	0,750	5,95	48
29	31	32	0,765	5,95	48
30	31	36	1,211	5,95	48
31	32	33	0,687	5,95	48
32	32	35	0,888	5,95	48
33	35	46	0,818	5,95	48
34	36	37	1,016	5,95	48
35	36	41	1,494	5,95	48
36	37	38	0,681	5,95	48
37	38	39	0,327	5,95	48
38	37	40	0,472	5,95	48
39	41	42	1,572	5,95	48
40	42	43	0,820	5,95	48

Continúa en la página siguiente.

#elemento	Nodo envio	Nodo recibo	Longitud [km]	TASA_FALLAS [Fallas/(año-km)]	Tiempo de Reparación [horas]
41	43	44	0,575	5,95	48
42	44	45	0,242	5,95	48
43	45	1	0,697	5,95	48
44	46	34	0,635	5,95	48
45	48	47	0,863	5,95	48
46	49	48	0,866	5,95	48
47	42	49	1,586	5,95	48
48	49	50	0,898	5,95	48

Tabla A.6: Datos ductos de gas sistema de prueba 1

## A.2. Datos sistema de prueba 2

### Valores técnicos del sistema

<b>Vbase [kV]</b>	13,2
<b>Vmax [pu]</b>	1,05
<b>Vmin [pu]</b>	0,95
<b>Sbase [MVA]</b>	10
<b>Periodo de evaluacion T [Años]</b>	1

Tabla A.7: Valores técnicos sistema de prueba 2

### Valores técnicos subestacion

<b>Nodo</b>	<b>tipo</b>	<b>Capacidad (VA)</b>	<b>P[W]</b>	<b>Q[VAr]</b>
1	1	12500000	10000000	7500000

Tabla A.8: Datos subestaciones sistema de prueba 2

### Datos generadores distribuidos

<b>Nodo Electrico</b>	<b>Nodo Gas</b>	<b>Numeracion</b>	<b>Tipo</b>	<b>CAPACIDAD [W]</b>	<b>S[VA]</b>	<b>Q[VAr]</b>
301677	10	1	1	1000000	1176470,588	619744,338
271134	21	2	1	1000000	1176470,588	619744,338
107019	34	3	2	600000	705882,3529	371846,603
168656	54	4	2	600000	705882,3529	371846,603
142467	44	5	2	600000	705882,3529	371846,603

Tabla A.9: Datos GDs sistema de prueba 2

### Demandas de potencia nodal del sistema

<b>Nodo</b>	<b>S (VA)</b>	<b>P (W)</b>	<b>Q (VAr)</b>
106962	0,09252965	0,082351389	0,042189868
169343	0,109171348	0,0971625	0,049777825
142467	0,028773408	0,025608333	0,013119538

Continúa en la página siguiente.

<b>Nodo</b>	<b>S (VA)</b>	<b>P (W)</b>	<b>Q (VAr)</b>
107569	0,020207553	0,017984722	0,009213846
143930	0,099797129	0,088819444	0,045503551
147563	0,112493758	0,100119444	0,051292713
149576	0,103525281	0,0921375	0,047203441
345866	0,053506554	0,047620833	0,024396877
129259	0,052766854	0,0469625	0,024059602
107019	0,054984395	0,048936111	0,025070713
143929	0,054183833	0,048223611	0,024705689
147709	0,046260924	0,041172222	0,021093155
345686	0,094893883	0,084455556	0,043267865
168656	0,061857054	0,055052778	0,028204375
107738	0,031346754	0,027898611	0,014292882
143884	0,022256554	0,019808333	0,01014811
345675	0,124399189	0,110715278	0,056721119
169129	0,058300562	0,0518875	0,026582755
107783	0,073199126	0,065147222	0,033375912
125154	0,281093945	0,250173611	0,128167743
144458	0,127417291	0,113401389	0,058097255
149318	0,079341448	0,070613889	0,036176568
107851	0,047468789	0,042247222	0,021643894
127808	0,195148252	0,173681944	0,088979899
145684	0,156427903	0,139220833	0,071324949
516372	0,156526217	0,139308333	0,071369776
301813	0,350082709	0,311573611	0,159623896
108368	0,121532459	0,108163889	0,055414004
106265	0,04093789	0,036434722	0,018666062
107963	0,157543695	0,140213889	0,071833706
127932	0,929444444	0,827205556	0,423789976
375106	0,188420724	0,167694444	0,085912412
301699	0,178726592	0,159066667	0,081492271
121576	0,187638889	0,166998611	0,085555926
109987	0,31622035	0,281436111	0,144183996
139744	0,350067104	0,311559722	0,15961678

Continúa en la página siguiente.

<b>Nodo</b>	<b>S (VA)</b>	<b>P (W)</b>	<b>Q (VAr)</b>
139014	0,2694304	0,239793056	0,122849626
516147	0,15778402	0,140427778	0,071943285
301677	0,208573658	0,185630556	0,095101354
284497	0,144781523	0,128855556	0,066014659
139812	0,259954744	0,231359722	0,118529101
100966	0,043857678	0,039033333	0,01999737
125031	1,059814295	0,943234722	0,483233482
582061	0,102295568	0,091043056	0,046642741
285285	0,212456305	0,189086111	0,096871688
301543	0,214079276	0,190530556	0,097611699
120069	0,046529338	0,041411111	0,021215542
271156	0,406064295	0,361397222	0,185149289
139755	0,29028402	0,258352778	0,132358054
109471	0,066888265	0,059530556	0,030498408
285195	0,087996255	0,078316667	0,040122818
308326	1,099452247	0,9785125	0,501306823
119146	0,06440231	0,057318056	0,029364911
271134	0,275759988	0,245426389	0,125735669
139845	0,440070225	0,3916625	0,200654651
108863	0,29988608	0,266898611	0,136736214
124513	0,050942572	0,045338889	0,023227802
305323	0,374213483	0,33305	0,170626576
119023	0,261084582	0,232365278	0,119044263
270874	0,156519975	0,139302778	0,07136693
139867	0,235702247	0,209775	0,10747092
285049	0,048614232	0,043266667	0,022166171
304995	0,018785893	0,016719444	0,008565625
118190	0,158091448	0,140701389	0,07208346
110642	0,405700687	0,361073611	0,184983498
139878	0,092890137	0,082672222	0,042354236
284992	0,017693508	0,015747222	0,008067541
271291	0,321181336	0,285851389	0,14644601
111463	0,560202871	0,498580556	0,255430395

Continúa en la página siguiente.

Nodo	S (VA)	P (W)	Q (VAr)
100056	0,83076779	0,739383333	0,378797317
141927	0,022250312	0,019802778	0,010145264
116390	0,355277778	0,316197222	0,161992642
270122	0,006101748	0,005430556	0,002782156
139991	0,104283708	0,0928125	0,047549254
1	0	0	0

Tabla A.10: Demandas de potencia nodal del sistema de prueba 2

## Datos líneas eléctricas

#elemento	nodo envio	nodo recibo	Tipo	Longitud	R (Ohm)	X (Ohm)
1	1	139991	4	360,5	0,1428	0,12386
2	139991	100056	4	124,8	0,04941	0,05007
3	100056	139878	4	104,5	0,0414	0,03546
4	139878	139867	4	88,6	0,03507	0,02242
5	139867	108863	1	419,8	0,37362	0,12852
6	108863	109471	2	225,7	0,17222	0,0612
7	109471	582061	2	349	0,39156	0,11163
8	109471	125031	3	182,5	0,2014	0,06412
9	139867	139845	4	370,9	0,24305	0,12759
10	139845	139755	2	473,4	0,39453	0,20352
11	139755	100966	1	62,9	0,04128	0,02777
12	139755	139812	1	141,1	0,09273	0,0471
13	139812	139014	1	177,9	0,26893	0,05161
14	139014	107963	1	254,3	0,2756	0,10501
15	139014	106265	2	384,4	0,37527	0,14178
16	139812	139744	2	381,6	0,30758	0,14852
17	139812	109987	1	262,5	0,22265	0,11064
18	109987	108368	1	253,5	0,39072	0,08672
19	108368	107851	1	62,5	0,06868	0,02713
20	107851	125154	1	63	0,08503	0,02737
21	107851	107783	1	81	0,08917	0,03816
22	107783	107738	1	51,4	0,0873	0,02506

Continúa en la página siguiente.

#elemento	nodo envio	nodo recibo	Tipo	Longitud	R (Ohm)	X (Ohm)
23	107738	107019	1	94,8	0,16106	0,04003
24	107019	107569	1	29,2	0,04971	0,01061
25	107569	106962	1	78,5	0,13337	0,03146
26	1	270122	2	423,9	0,30401	0,16455
27	270122	111463	2	296,7	0,14954	0,12586
28	111463	110642	1	549	0,36077	0,24262
29	110642	270874	3	578,5	0,34847	0,20399
30	270874	271134	3	279,1	0,13746	0,09262
31	271134	271156	1	93,4	0,06141	0,03151
32	1	116390	3	512,3	0,28708	0,18329
33	116390	271291	2	236,5	0,0977	0,08341
34	271291	118190	4	138,6	0,05488	0,05561
35	118190	119023	4	164,1	0,06496	0,04542
36	119023	119146	4	316,9	0,12549	0,08084
37	119146	120069	4	110,8	0,04387	0,03885
38	120069	284497	4	216,3	0,08569	0,07101
39	284497	121576	4	306,1	0,19616	0,11949
40	271291	304995	4	403,9	0,18241	0,15698
41	304995	305323	4	221,5	0,0877	0,07212
42	305323	308326	4	175,2	0,0694	0,07032
43	308326	301543	4	739,8	0,29297	0,3154
44	301543	301677	3	231,3	0,13506	0,07805
45	301677	301699	3	210,2	0,12273	0,08802
46	301699	301813	2	113	0,08103	0,04916
47	1	141927	4	163,2	0,06462	0,04923
48	141927	284992	4	258,8	0,16715	0,14062
49	284992	285049	4	220,9	0,16245	0,07998
50	285049	124513	4	258,5	0,1023	0,10412
51	124513	285195	4	282,7	0,11089	0,10337
52	285195	285285	4	270,2	0,10704	0,09378
53	285285	516147	4	219,7	0,08524	0,08197
54	516147	375106	4	281,5	0,12054	0,08782
55	375106	516372	3	195,2	0,13907	0,0641

Continúa en la página siguiente.

#elemento	nodo envio	nodo recibo	Tipo	Longitud	R (Ohm)	X (Ohm)
56	375106	145684	1	273,3	0,30067	0,10798
57	145684	149318	2	604,2	0,46004	0,26038
58	516147	127932	3	406,5	0,30059	0,15938
59	127932	127808	3	526,2	0,31041	0,2186
60	127808	144458	2	293,7	0,28765	0,10191
61	144458	345675	2	256,5	0,18382	0,08163
62	345675	345686	2	119,2	0,08551	0,03994
63	345675	147709	1	471	0,69811	0,20741
64	345686	129259	2	408	0,29266	0,15953
65	129259	142467	2	291,1	0,20872	0,12553
66	149318	169129	2	151,7	0,1088	0,06927
67	169129	168656	2	111	0,07956	0,04331
68	144458	143884	1	116,8	0,12853	0,03008
69	143884	143929	1	128,9	0,14182	0,05206
70	143929	143930	1	63,1	0,06946	0,02972
71	147709	149576	1	72,5	0,07983	0,02811
72	149576	169343	1	197,9	0,21777	0,09072
73	147709	147563	1	121,8	0,1736	0,05674
74	345686	345866	2	292,8	0,31588	0,13668

Tabla A.11: Datos líneas sistema de prueba 2

## Datos ductos de gas

#elemento	Nodo envio	Nodo recibo	Longitud [km]	TASA FALLAS [Fallas/(año-km)]	Tiempo de Reparación [horas]
1	1	2	0,2274744	5,95	48
2	2	3	0,1449557	5,95	48
3	3	4	0,1843525	5,95	48
4	4	5	0,2846256	5,95	48
5	4	6	0,0962083	5,95	48
6	6	26	0,1953629	5,95	48
7	26	27	0,1807775	5,95	48
8	27	28	0,1888253	5,95	48

Continúa en la página siguiente.

#elemento	Nodo envio	Nodo recibo	Longitud [km]	TASA FALLAS [Fallas/(año-km)]	Tiempo de Reparación [horas]
9	27	29	0,3393308	5,95	48
10	29	30	0,1060235	5,95	48
11	30	31	0,1487778	5,95	48
12	31	32	0,1445059	5,95	48
13	32	33	0,1131185	5,95	48
14	33	34	0,1855109	5,95	48
15	32	35	0,1009858	5,95	48
16	35	36	0,0936185	5,95	48
17	36	37	0,3744134	5,95	48
18	37	38	0,3963122	5,95	48
19	38	39	0,4132115	5,95	48
20	39	40	0,1563045	5,95	48
21	36	41	0,9586992	5,95	48
22	41	45	0,2240051	5,95	48
23	41	42	0,1836208	5,95	48
24	42	43	0,0869983	5,95	48
25	43	44	0,2498214	5,95	48
26	35	46	0,4582665	5,95	48
27	46	47	0,2003857	5,95	48
28	47	48	0,1798168	5,95	48
29	48	49	0,1986012	5,95	48
30	47	50	0,1675995	5,95	48
31	50	51	0,219377	5,95	48
32	51	52	0,1802015	5,95	48
33	51	53	0,2271038	5,95	48
34	53	54	0,0940955	5,95	48
35	54	55	0,0609512	5,95	48
36	55	56	0,0978721	5,95	48
37	3	7	0,1898451	5,95	48
38	7	8	0,1888745	5,95	48
39	8	9	0,1895669	5,95	48

Continua en la página siguiente.

#elemento	Nodo envio	Nodo recibo	Longitud [km]	TASA_FALLAS [Fallas/(año-km)]	Tiempo de Reparación [horas]
40	9	10	0,0936728	5,95	48
41	10	11	0,2780161	5,95	48
42	11	12	0,1875121	5,95	48
43	12	13	0,4118768	5,95	48
44	13	14	0,197368	5,95	48
45	14	15	0,4260589	5,95	48
46	15	16	0,2553056	5,95	48
47	16	17	0,2506612	5,95	48
48	17	18	0,0742852	5,95	48
49	18	19	0,3126787	5,95	48
50	19	25	0,0800635	5,95	48
51	19	20	0,213657	5,95	48
52	20	21	0,192272	5,95	48
53	21	22	0,1387135	5,95	48
54	22	23	0,1475387	5,95	48
55	23	24	0,0693032	5,95	48

Tabla A.12: Datos ductos de gas sistema de prueba 2